国家出版基金项目
NATIONAL PUBLICATION FOUNDATION

中国战略性新兴产业研究与发展

R&D of China's Strategic New Industries

太阳能

Solar Energy

国家发展和改革委员会能源研究所 组编
李俊峰 主编

机械工业出版社
China Machine Press

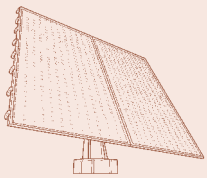
李俊峰　现任国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任、中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会主任委员，还担任国家能源咨询委员、国家高技术计划专家委员会委员、环境保护部科技委员会委员、中国可再生能源学会副理事长和全球风能理事会理事等。长期从事能源经济和能源环境理论的研究，先后组织并主持了我国可再生能源法、国家中长期可再生能源规划的起草工作，参与了国家中长期科技发展纲要、能源法草案、国家应对气候变化方案等重要文件的研究和起草工作。

中国战略性新兴产业研究与发展

R&D of China's Strategic New Industries

太阳能

Solar Energy



国家发展和改革委员会能源研究所 组编

李俊峰 主编

机械工业出版社
China Machine Press

本书分为上下两篇，分别介绍了太阳能光伏发电和太阳能热发电的基本情况及发展现状、我国的资源分布和面临的问题。上篇包括太阳能光伏发电概论，国外和我国太阳能光伏发电技术、产业发展现状与趋势，最后罗列出发展光伏发电产业必须要解决的若干问题；下篇首先介绍了太阳能热发电概述及可开发潜力、国外和我国的太阳能热发电发展现状与趋势，最后重点关注上网电价现状及发展趋势和我国太阳能热发电发展目标及路线图。

图书在版编目（CIP）数据

中国战略性新兴产业研究与发展．太阳能/李俊峰主编．—北京：机械工业出版社，2013.6
ISBN 978-7-111-42663-9

Ⅰ．①中… Ⅱ．①李… Ⅲ．①新兴产业－产业发展－研究－中国②太阳能发电－电力工业－产业发展－研究－中国 Ⅳ．①F121.3②F426.61

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2013）第 114627 号

机械工业出版社（北京市百万庄大街 22 号　邮政编码 100037）
责任编辑：魏素芳　范成欣　编辑：李　宁　王寅生
责任校对：丁丽丽　刘雅娜
北京宝昌彩色印刷有限公司印制

2013 年 6 月第 1 版第 1 次印刷
170mm×242mm·13.75 印张·240 千字
标准书号：ISBN 978-7-111-42663-9
定价：140.00 元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

电话服务		网络服务	
社服务中心：	（010）88361066	易览网：	http://www.mepfair.com
销售一部：	（010）68326294	机工官网：	http://www.cmpbook.com
销售二部：	（010）88379649	机工官博：	http://weibo.com/cmp1952
读者购书热线：	（010）68326643	**封面无防伪标均为盗版**	

《中国战略性新兴产业研究与发展》

编委会

主　任　路甬祥　全国人大常委会副委员长、中国科学院院士

副主任　苏　波　工业和信息化部副部长

王文斌　中国机械工业联合会副会长、机械工业信息研究院院长、机械工业出版社社长

委　员（按姓氏笔画排序）

王仲颖　国家发展和改革委员会能源研究所副所长

石　勇　机械工业信息研究院战略与规划研究所所长

付于武　中国汽车工程学会理事长

刘忠明　郑州机械研究所副总工程师兼研发中心主任

祁　俊　中国工程机械工业协会会长

李树君　中国农业机械化科学研究院院长

李俊峰　国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任

肖立业　中国科学院电工研究所所长

吴　筠　中国机械通用零部件工业协会原理事长

何加群　中国轴承工业协会专务委员

汪　鸣　国家发展和改革委员会综合运输研究所副所长

宋天虎　中国机械工程学会常务副理事长

张进华　中国汽车工程学会常务副理事长兼秘书长

张志英　中国液压气动密封件工业协会原理事长

陆　力　中国水利水电科学研究院水力机电研究所所长

茅仲文　中国工程机械工业协会副秘书长

徐和谊　北京汽车集团有限公司董事长

徐洪泉　中国水利水电科学研究院水力机电研究所总工程师

郭　锐　机械工业信息研究院副院长、机械工业出版社副社长

盛伯浩　北京机床研究所副总工程师

韩文科　国家发展和改革委员会能源研究所所长

景晓波　工业和信息化部运行监测协调局副巡视员

谢三明　工业和信息化部运行监测协调局监测预测处处长

《中国战略性新兴产业研究与发展·太阳能》

执行编委会

主　编　李俊峰

撰稿人　李俊峰　王勃华　王志峰　杜凤丽
王世江　江　华　胡润青　王斯成
孙培军　马玲娟　常　瑜

《中国战略性新兴产业研究与发展》

编委会办公室

主　任　郭　锐（兼）

副主任　李卫玲

成　员　赵　敏　张珂玲　李　晶

序言

全球金融危机和经济衰退发生以来，美欧日俄等各国为应对危机、复苏经济、抢占未来发展的先机和制高点，都在重新审视发展战略，不断加快推进“再工业化”，培育发展以新能源、节能环保低碳、生物医药、新材料与高端制造、新一代信息网络、智能电网、海洋空天等技术为支撑的战略性新兴产业，在全球范围内构建以战略性新兴产业为主导的新产业体系。力图通过新一轮的技术革命引领，重新回归实体经济，创造新的经济增长点。这已成为很多国家摆脱危机、实现增长、提升综合国力的根本出路。可以预计，未来的二三十年将是世界大创新、大变革、大调整的历史时期，人类将进入一个以绿色、智能、可持续发展为特征的知识文明时代。那些更多掌握绿色、智能技术，主导战略性新兴产业发展方向的国家和民族将在未来全球竞争合作中占据主导地位，赢得全球竞争合作，共享持续繁荣进程中的主动权和优势地位。

为应对金融危机和全球性经济衰退以及日趋强化的能源、资源和生态环境约束，以实现中国经济社会的科学发展、和谐发展、持续发展，党中央、国务院提出加快调整产业结构、转变经济发展方式，加快培育和促进战略性新兴产业发展的方针，出台了《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》以及相关政策举措。可以肯定，未来 5 ~ 10 年将是我国结构调整与改革创新发展的一个新的战略机遇期，将通过继续深化改革，扩大开放，提升自主创新能力，建设创新型国家，实现我国科技、产业、经济由大变强的历史性跨越，我国经济社会发展将走出一条依靠创新驱动，绿色智能，科学发展、和谐发展、持续发展之路，实现中华民族的伟大复兴。

展望未来，高端装备制造、新能源汽车、节能环保、新一代信息技术、生物医药、新能源、新材料、绿色运载工具、海洋空天、公共安全等全球战略性新兴产业将形成十数万亿美元规模的宏大产业，成为发展速度最快，采用高新技术最为密集，最具持续增长潜力的产业群落。

战略性新兴产业的发展需求也将拉动技术的创新突破和产业的结构调整，为包括我国在内的全球经济发展注入新的强大动力。

在世界各国高度重视培育和发展战略性新兴产业的新形势下，编著一套《中国战略性新兴产业研究与发展》图书，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对行业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行全面、系统研究，凝聚对战略性新兴产业内涵和发展重点的认识，为国家战略性新兴产业发展规划的顺利实施，以及政府和有关部门制定促进战略性新兴产业发展的相关政策和法规提供参考，具有十分重要的现实意义。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书一期包括 12 个分册，对相应产业的阐述、分析均注重强调战略性新兴产业的六个主要特点：

一是**绿色**。战略性新兴产业属于能耗低、排放少、零部件可再生循环的“环保型”“绿色型”产业，无论从产品的设计、制造、使用，还是回收、再利用等整个生命周期的各个环节，对资源的利用效率与对环境的承载压力均要求达到最理想水平。

二是**智能**。新型工业化要求坚持以信息化带动工业化、以工业化促进信息化，即要实现“两化融合”。而“两化融合”决定了智能是未来产业尤其是战略性新兴产业的发展方向。所谓智能，是指制造过程的智能化、产品本身的智能化、服务方式的智能化。这些均是智能的最基本层次，它还具有其他更为丰富的内涵。如：智能电网，通过先进的传感和测量技术、先进的设备技术、先进的控制方法以及先进的决策支持系统技术的应用，可实现电网的可靠、安全、经济、高效、环境友好和系统安全等方面的智能；智能汽车不只是安全智能，还包括节能、减排、故障预警等方面的智能。

三是**全球制造**。随着全球化趋势不断深化，战略性新兴产业的发展成果也必将是由全人类共创共享。新产品的研制开发，不再由一个企业独自完成，需要集成各方面优势资源共同解决。例如 iPhone 在中国完成装配，但它的设计、研发以及许多零部件的供应都是在美国、日本、欧洲等国实现的，其本身就是一个全球化的产品。因而，未来的制造必然是全球化制造、网络化制造。

四是**满足个性化需求与为更多人分享相结合**。目前中国有 13 亿人口，印度有 12 亿人口，还有巴西、印度尼西亚等新兴国家、发展中国家也都要实现现代化。在全球如此规模庞大的人群中，既存在富裕阶层、高消费阶层，他们的消费需求是个性化、多样化的；又有占比较大的中产阶层、贫困人口，他们的消费需求是基本层次的，但也不能被忽视。两种类型的消费需求必须同时被满足，这不仅是构建和谐社会的需要，而且是构建和谐世界的需要。因此，我国发展战略性新兴产业，应该既能满足中高端个性化的需求，同时又能满足我国与其他发展中国家广大普通消费者的需求。要把个性化的设计、个性化的产品生产，与规模化、工业化的传统生产结合起来，不能完全抛弃传统的规模化生产方式。

五是**可持续**。要使有限的自然资源得以有效、可持续利用，发展利用可再生资源、能源，强调发展再制造、循环经济。无论是原材料使用，还是零部件制造，从研发、设计之初就考虑到了生产中的废料、使用后的遗骸的回收处置，使其能够重新得到循环利用。

六是**增值服务**。培育发展战略性新兴产业需要注意在设计制造过程中与产品售后、使用过程中提供相关增值服务。不应再局限于传统的观念，只注重制造本身，而不注重服务的价值。例如，发展电动汽车产业，必须首先解决好商业模式问题，包括充电桩建设、电池更换、废旧电池回收等服务方面，否则将无法广泛推广。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书内容丰富，资料翔实，观点鲜明，立意高远，并力求充分体现出“四性”，即科学性、前瞻性、指导性和基础性。

第一，体现**科学性**。所谓科学性，就是指以科学发展观为指导。科学发展观的核心是以人为本，总体目标是全面、协调、可持续，基本方法是统筹兼顾，符合客观规律。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书既要能够为党中央、国务院提出的加快发展战略性新兴产业的总体战略服务，又不应受到行业、部门的局限，更不能写成规划或某些部门规划的解读材料，而应能够立足于事物客观规律、立足于全局。各分册编写组同志重视调查、研究，力求对国情、科技、产

业及全球相关产业的发展态势有比较准确的把握，努力为我国战略性新兴产业的发展提供一本基于科学基础的好素材。这套图书立足基于我国国情，而不是简单地把发达国家的相关产业信息进行综合、编译，照搬照抄。当然，我国发展战略性新兴产业不能“闭门造车”，而是要坚持开放性，积极参与国际分工合作，充分利用全球优势资源，提高发展的起点和水平。因而，有必要参照国际成功经验与最新发展趋势，但一定要以我国国情和产业特点为根本出发点，加快培育和发展有中国特色的、竞争能力强的战略性新兴产业。

第二，体现**前瞻性**。一是能够前瞻战略性新兴产业的发展，因为这套图书是战略性新兴产业的发展指导书。二是能够前瞻战略性新兴产业技术的发展。为了做好这两个前瞻，必须要适当地前瞻全球经济、我国经济与战略性新兴产业发展的趋势。只讲发展现状是不够的，因为关于现状的资料很多，通过简单地网络搜索即可查到；也不能只罗列国外的某些规划和发展战略。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的编写注重有深度的科学分析与前瞻性的研究。

第三，体现**指导性**。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书本身就是指导书，能够对产业、对技术、对国家制定政策，甚至在未来国家发展战略与规划的制定等方面发挥一定的引导作用与影响。虽然不能说这套图书可以指导国家战略与规划的制定，但是应该努力发挥其积极的引导作用。

第四，体现**基础性**。所谓基础性，就是指要能够提供战略性新兴产业的基础信息、基础知识，以及我国和有关国家在相关产业发展方面的基本战略，主要的法规、政策和举措，并尽可能提供一些基本的技术路线图。比如在轴承分册，就描述了一个轴承产业发展的路线图。唯有如此，《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书才能满足原来立项的宗旨——不仅要为工程技术界、大学教师、大学生与研究生提供学习参考书，为产业界的技术人员、管理人员提供决策参照，而且要为政府部门的政策法规制定者提供参考。

机械工业出版社是具有 60 年历史的专业性综合型出版机构，改革开放后，随着市场经济的发展，机械工业出版社不断改革转型，不但

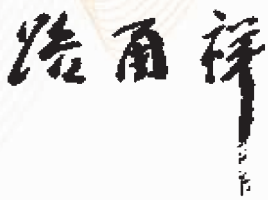
形成了完善的编辑出版工作流程和质量保证体系，而且编辑人员作风严谨，工作创新。

《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书不仅是一套科技普及书，更是一套产业发展参考书，必须既要介绍国内外战略性新兴产业的发展情况，又要阐述相关政策、法规、扶植措施等内容。因此，这套图书的组编单位、编写负责人和编写工作人员必须要有相关积累和优势。《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书所选的分册主编和作者主要是精力充沛的业内中青年专家，并由资深专家负责相应的编审、校审工作。现在看来大多数工作由中青年同志担当，是完全符合实际的。此外，这套图书的编著还充分发挥了有关科研院所、行业学会和协会的作用，他们的优势在于对行业比较熟悉，并掌握了较为丰富的资料。

最后，特别感谢国家出版基金对《中国战略性新兴产业研究与发展》系列图书的大力支持！感谢全体编写出版人员的辛勤劳动！

期望《中国战略性新兴产业研究与发展》为社会各界了解战略性新兴产业提供帮助，期待中国战略性新兴产业培育和发展尽快取得重大突破，祝愿我国在不久的将来实现由经济大国向经济强国的历史性跨越！

是为序。



2012 年 2 月 6 日于北京

前言

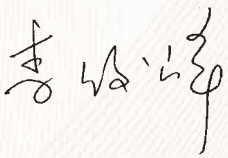
从总体上看，21 世纪世界能源的需求量仍将继续增长，但能源组成结构无疑将由石油主导型发展为多元共进型，可再生能源势必将扮演重要角色。太阳能是地球的能源之源，风能、水能、海洋温差能、波浪能和生物质能以及部分潮汐能都来源于太阳。即使是地球上的化石燃料，从根本上说也是远古以来贮存下来的太阳能。各国政府对太阳能这种地球上分布最广、资源最丰富的可再生能源高度重视，不断出台相应的政策鼓励太阳能产业的发展。2011 年，全球新增光伏发电装机 30.2GW，同比增长达到 72%，累计装机量达到 70GW；光热发电方面，全球新增装机 450MW，同比增长 35%，累计装机量达到 1 760MW。

目前我国的主要能源仍来自于煤炭、石油为主的化石能源，这种单一的供给结构受国际市场价格影响非常大，近年来全球油价波动幅度加大、频率增快，对我国国民经济平稳发展有一定负面作用。我国已经取代美国成为全球第一大能源消费国，但能源结构高碳化和高度依赖进口的现实，决定了我国势必长期进行能源结构调整和促进新能源的开发，平衡能源结构的任务任重道远。我国政府发布的《可再生能源中长期发展规划》中也适时地提出，“到 2020 年，我国可再生能源消费量占能源消费总量的比重要达到 20%”，太阳能作为主要的可再生能源之一，将是不可或缺的组成部分。

目前我国的太阳能利用主要包括光伏和光热部分，其中光伏发电已开始初具规模，产业链也逐渐成形。虽然遭遇了海外市场的围追堵截，但国内光伏电站的建设渐渐被投资者青睐，呈现快速上升势头。相比较于光伏电站建设的风起云涌，在过去相当长一段时间里，光热发电几乎是一个“被遗忘的角落”，转折出现在 2011 年，光热发电产

业开始蓄势发力，其产业开始呈现欣欣向荣之势。

新能源的前途无疑是光明的，迎接这光明的到来还需要我们一起努力。我希望本书出版能够成为迎接太阳能时代的台阶，让更多的人了解并参与到中国太阳能产业发展中，共同为更清洁、更环保的未来作出贡献。



2013 年 1 月

编写说明

《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》确定了我国未来经济社会发展的战略重点和方向是战略性新兴产业，并且根据我国国情和科技、产业基础，又制定出现阶段重点发展节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料、新能源汽车七大新兴产业。可见，未来 5 ~ 10 年七大战略性新兴产业将是国家重点支持、大力推广的产业。

为了使大家全面理解、准确把握、深刻领会国家这一战略决定的精神实质，了解其发展内涵，推动产业结构升级和经济发展方式转变，增强国际竞争优势，抢占新一轮经济和科技制高点，机械工业出版社在国家出版基金的支持下，组织各领域权威专家编写了一套《中国战略性新兴产业研究与发展》（以下简称《研究与发展》）图书。

《研究与发展》以国家相关发展政策和规划为基础，借鉴国外相关产业发展的成功经验，对产业发展思路、发展目标、发展战略、发展重点、投资方向、政策建议等方面进行了全面、系统的研究；对前瞻性、基础性和目前产业上有瓶颈限制的问题提出了有针对性的对策。

《研究与发展》采用分期分批的出版方式陆续出版发行，第一期出版的分册包括太阳能、风能、生物质能、智能电网、新能源汽车、轨道交通、工程机械、水电设备、农业机械、数控机床、轴承和齿轮。今后根据国家产业政策要求及各行业的发展情况还将陆续推出其他分册。

为了出版好《研究与发展》，机械工业出版社成立了《中国战略性新兴产业研究与发展》编委会，全国人大常委会路甬祥副委员长担任编委会主任。路甬祥副委员长对该套图书的编写高度重视，亲自参加编委研讨会，多次提出重要指导意见。他从图书的定位、内容选材、作者队伍建设和运作流程等方面都给予了全面和具体的指导，并提出了“六个特点”和“四性”的具体要求。

机械工业出版社还建立了完善的项目管理、编写组织、出版规范和网络支撑四个方面的工作体系来保证图书质量。各组编单位投入了大量的精力组织行业权威专家规划内容结构、研讨内容特色；参与图书编写的主创人员也不计报酬，自觉自愿地把自己的聪明才智和研究成果奉献给社会，奉献给国家。他们都担负着繁重的科研、教学、行业管理或生产任务，为了使此书能够早日与大家见面，他们不辞辛苦、加班加点。因为他们都有一个共同心愿——帮助企业快速成长，使中国由大变强。

在此，衷心地感谢为此项工作付出大量心血的组编单位、各位专家、各位撰稿人、编辑出版及工作人员！

尽管我们做了大量工作，付出了巨大努力，但仍难免有疏漏或错误之处，敬请读者批评指正！

《中国战略性新兴产业研究与发展》编辑部

2012 年 6 月

目录 CONTENTS

序言
前言
编写说明

上　篇　太阳能光伏发电

第 1 章　太阳能光伏发电概论 …… 2
1.1　太阳能的含义及特点 …… 2
1.2　太阳能资源分布情况 …… 2
1.2.1　全球太阳能资源分布情况 …… 2
1.2.2　我国太阳能资源分布情况 …… 5
1.3　太阳能利用的基本方式 …… 8
1.4　开发利用太阳能的重要意义 …… 9
1.4.1　可再生能源利用是全球能源发展战略的必然 … 10
1.4.2　太阳能光伏发电将成为未来主要的能源利用方式 …… 12
1.4.3　太阳能对我国的重要性 …… 13
1.5　太阳能光伏发电的特点 …… 15
1.5.1　太阳能光伏发电的优点 …… 15
1.5.2　太阳能光伏发电的缺点 …… 16

第 2 章　全球太阳能光伏发电技术、产业发展现状与趋势 …… 17
2.1　全球太阳能光伏发电技术发展现状与趋势 …… 17
2.1.1　多晶硅制备技术 …… 17
2.1.2　太阳电池制备技术 …… 20
2.2　全球太阳能光伏发电产业发展现状与趋势 …… 35
2.2.1　多晶硅 …… 35

2.2.2 晶硅电池 …… 36
2.2.3 硅基薄膜电池 …… 39
2.2.4 CIGS 薄膜电池 …… 40
2.2.5 碲化镉薄膜电池 …… 42
2.3 全球太阳能光伏发电成本现状及前景 …… 43
2.3.1 发电成本现状 …… 43
2.3.2 发电成本展望 …… 44
2.4 主要国家太阳能光伏产业发展情况 …… 46
2.4.1 德国 …… 46
2.4.2 意大利 …… 47
2.4.3 美国 …… 49
2.4.4 日本 …… 51
2.4.5 西班牙 …… 52

第 3 章 我国太阳能光伏发电产业发展现状与趋势 …… 54
3.1 我国太阳能光伏发电技术发展现状与趋势 …… 54
3.2 我国太阳能光伏产业发展情况 …… 55
3.2.1 我国光伏产业发展历程 …… 55
3.2.2 我国晶硅电池发展现状 …… 58
3.2.3 我国光伏产业发展特点 …… 63
3.2.4 产业发展的有利因素 …… 64
3.2.5 产业面临的一些问题 …… 66
3.3 产业发展趋势 …… 68
3.3.1 产业发展趋势判断 …… 68
3.3.2 需要关注的几个问题 …… 73
3.4 发电成本现状及前景 …… 74
3.4.1 光伏发电成本测算 …… 74
3.4.2 光伏发电的补贴方式 …… 76

3.4.3 我国现行补贴方式下的发电成本测算 …… 78
3.4.4 我国光伏发电电价展望 …… 81
3.5 发展政策与目标 …… 81

第4章 发展光伏发电产业必须要解决的若干问题 …… 84
4.1 扩大应用问题 …… 84
4.1.1 全球光伏装机市场整体规模发展迅猛 …… 84
4.1.2 我国光伏发电应用现状及主要政策 …… 87
4.1.3 扩大光伏发电应用的主要途径 …… 89
4.2 规范发展问题 …… 90
4.2.1 国际光伏发电产业的相关标准及规范化现状 … 90
4.2.2 我国光伏发电产业规范化的现状 …… 91
4.2.3 促进我国光伏发电产业规范发展的具体措施 … 93
4.3 技术研发问题 …… 95
4.3.1 国际光伏发电产业相关技术的总体现状及问题 …… 95
4.3.2 我国光伏发电产业技术研发现状及问题 …… 96
4.3.3 如何加大和促进光伏发电产业的技术研发 …… 97
4.4 产业基础问题 …… 99
4.4.1 世界主要国家光伏发电产业基础牢固，但发展逐渐放缓 …… 99
4.4.2 我国光伏发电产业基础的现状 …… 100
4.4.3 采取有效措施加强我国光伏发电产业基础 …… 101
4.5 应用成本问题 …… 102
4.5.1 国际光伏发电产业成本整体状况 …… 102
4.5.2 我国光伏发电产业成本现状 …… 103
4.5.3 我国光伏发电产业预期的成本目标 …… 103
4.5.4 降低光伏发电产业成本的具体途径 …… 104

下　篇　太阳能热发电

第 5 章　太阳能热发电综述 …… 108

5.1　太阳能热发电技术特点 …… 108

5.2　太阳能热发电主要技术形式 …… 109

5.2.1　塔式太阳能热发电 …… 109

5.2.2　槽式太阳能热发电 …… 110

5.2.3　碟式太阳能热发电 …… 112

5.2.4　线性菲涅耳式太阳能热发电 …… 113

5.3　太阳能热发电可开发潜力 …… 114

5.3.1　太阳法向直射资源 …… 114

5.3.2　土地、地形及水资源 …… 116

5.3.3　我国太阳能热发电可开发潜力 …… 117

5.4　太阳能热发电在我国能源规划中的战略地位 …… 118

第 6 章　国外太阳能热发电发展现状与趋势 …… 120

6.1　太阳能热发电发展简史 …… 120

6.2　市场及产业发展现状 …… 123

6.2.1　装机容量情况 …… 123

6.2.2　产业发展现状及趋势 …… 125

6.2.3　代表性电站 …… 128

6.3　技术发展趋势 …… 133

6.3.1　聚光器 …… 133

6.3.2　储热 …… 134

6.3.3　吸热器/吸热管及循环 …… 136

6.4　发电成本现状及发展趋势 …… 140

6.5　太阳能热发电政策 …… 141

6.5.1　美国 …… 141

6.5.2 西班牙 …… 142
6.5.3 意大利 …… 143
6.5.4 印度 …… 144
6.5.5 南非 …… 144
6.5.6 摩洛哥 …… 145

第7章 我国太阳能热发电发展现状与趋势 …… 146
7.1 技术及产业发展现状 …… 146
7.1.1 产业起步 …… 146
7.1.2 示范系统 …… 146
7.1.3 商业化项目启动 …… 149
7.2 北京八达岭太阳能热发电实验电站 …… 151
7.3 上网电价现状及发展趋势 …… 153
7.4 太阳能热发电商业化项目 …… 155
7.4.1 大唐鄂尔多斯 50MW 槽式项目 …… 155
7.4.2 浙江中控德令哈 50MW 塔式项目 …… 156
7.4.3 中电投格尔木 100MW 槽式项目 …… 156
7.4.4 华电金塔 50MW 槽式项目 …… 156
7.4.5 中广核德令哈 50MW 槽式项目 …… 157

第8章 我国太阳能热发电发展目标及路线图 …… 158
8.1 总体目标 …… 158
8.2 产业目标 …… 158
8.3 技术发展路线图 …… 159
8.3.1 太阳能热发电成本 …… 159
8.3.2 四代太阳能热发电路线图 …… 160

第9章 发展太阳能热发电产业需要解决的若干问题 …… 163

9.1 关键技术问题 …… 163
9.1.1 电站系统设计问题 …… 163
9.1.2 光学技术问题 …… 163
9.1.3 热学技术问题 …… 165
9.1.4 材料技术问题 …… 167
9.2 技术创新问题 …… 167
9.2.1 聚光器 …… 168
9.2.2 储热 …… 168
9.2.3 吸热器和系统循环技术 …… 169
9.3 产业基础问题 …… 171
9.3.1 基础原则 …… 171
9.3.2 产业布局 …… 171
9.4 应用成本问题 …… 172
9.5 服务体系问题 …… 174
9.6 政策支持及措施保障问题 …… 175
9.7 结论 …… 176

附 录 我国有关太阳能光伏发电政策汇编

附录 A 关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知 …… 180
附录 B 关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见 …… 181
附录 C 太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法 …… 184
附录 D 关于实施金太阳示范工程的通知 …… 186
附录 E 关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知 …… 187
附录 F 关于组织实施太阳能光电建筑应用一体化示范的通知 …… 190

附录 G　国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知 …… 193
附录 H　关于组织实施 2012 年度太阳能光电建筑应用示范的通知 …… 194
参考文献 …… 197

上 篇

太阳能光伏发电

第 1 章　太阳能光伏发电概论

1.1　太阳能的含义及特点

太阳是一个巨大、久远的能源，同时也是许多能源的来源。尽管太阳辐射到地球大气层的功率仅为其总辐射功率（约 3.75×10^{26} W）的 22 亿分之一，但已高达 173 000TW，也就是说太阳每秒钟照射到地球上的能量相当于燃烧 500 万 t 煤释放的热量。地球上的风能、水能、海洋温差能、波浪能和生物质能以及部分潮汐能都来源于太阳，即使是地球上的化石燃料（如煤、石油、天然气等）从根本上说也是远古以来贮存下来的太阳能，所以广义的太阳能所包括的范围非常大，狭义的太阳能则限于太阳辐射能的光热、光电和光化学的直接转换。它的资源丰富，既可免费使用，又无需运输，对环境没有任何污染。但太阳能也有两个主要缺点：一是能流密度低，二是其强度受各种因素（季节、地点、气候等）的影响不能维持常量。这两大缺点限制了太阳能的有效利用。

1.2　太阳能资源分布情况

1.2.1　全球太阳能资源分布情况

太阳向宇宙空间发射的辐射功率为 3.75×10^{26} W 的辐射值，其中 22 亿分之一到达地球大气层。到达地球大气层的太阳能，30% 被大气层反射，23% 被大气层吸收，47% 到达地球表面，其功率为 800 000 亿 kW。

全球人类目前每年能源消费的总和只相当于太阳在 40min 内照射到地球表面的能量。

根据国际太阳能热利用区域分类，全世界太阳能辐射强度和日照时间最佳的区域包括北非，中东地区，美国西南部和墨西哥，南欧，澳大利亚，南非，南美洲东、西海岸和中国西部地区等（见图 1-1）。

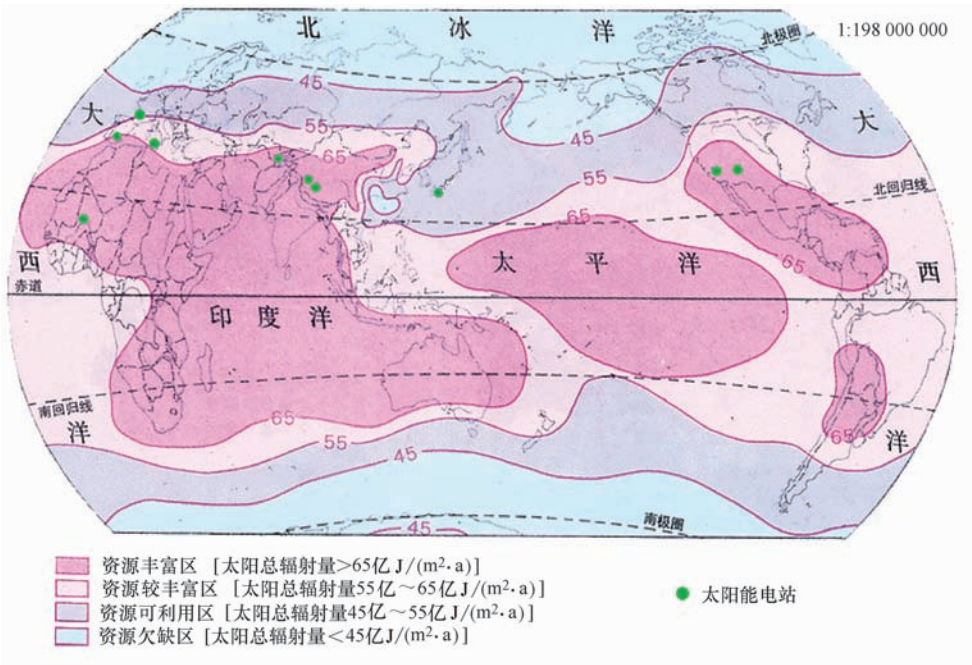


图 1-1 世界太阳能资源分布图

（1）北非地区 北非地区是世界太阳能辐射最强烈的地区之一。摩洛哥、阿尔及利亚、突尼斯、利比亚和埃及的太阳能热发电潜能很大。阿尔及利亚的太阳年辐射总量为 9 720MJ/m^2，技术开发量每年约 169 440TW·h。摩洛哥的太阳年辐射总量为 9 360MJ/m^2，技术开发量每年约 20 151TW·h。埃及的太阳年辐射总量为 10 080MJ/m^2，技术开发量每年约 73 656TW·h。太阳年辐射总量大于 8 280MJ/m^2 的国家还有突尼斯、利比亚等。阿尔及利亚沿海地区太阳年辐射总量为 6 120MJ/m^2，高地和撒哈拉地区太阳年辐射总量为 6 840～9 540MJ/m^2。该国总土地的 82% 适用于太阳能热发电站的建设。

（2）南欧 南欧的太阳年辐射总量超过 7 200MJ/m^2。这一区域包括葡萄牙、西班牙、意大利、希腊和土耳其等。西班牙的太阳年辐射总量为 8 100MJ/m^2，技术开发量每年约 1 646TW·h。意大利的太阳年辐射总量为 7 200MJ/m^2，技术开发量每年约 88TW·h。希腊的太阳年辐射总量为 6 840MJ/m^2，技术开发量每年约 44TW·h。葡萄牙的太阳年辐射总量为 7 560MJ/m^2，技术开发量每年约 436TW·h。土耳其的技术开发量每年约 400TW·h。西班牙的南方地区是最适合于建设太阳能热发电站的地区之一。该国也是太阳能热发电技术水平最高、太

阳能热发电站建设最多的国家之一。

（3）中东地区　中东几乎所有地区的太阳能辐射能量都非常高。以色列、约旦和沙特阿拉伯等国的太阳年辐射总量为 8 640MJ/m^2。阿拉伯联合酋长国的太阳年辐射总量为 7 920MJ/m^2，技术开发量每年约 2 708TW·h。以色列的太阳年辐射总量为 8 640MJ/m^2，技术开发量每年约 318TW·h。伊朗的太阳年辐射总量为 7 920MJ/m^2，技术开发量每年约 20PW·h。约旦的太阳年辐射总量为9 720 MJ/m^2，技术开发量每年约 6 434TW·h。以色列的 Negev 沙漠覆盖了全国土地的一半，也是太阳能利用的最佳地区之一。以色列的太阳能热利用技术处于世界最高水平之列。我国第一座 70kW 塔式太阳能热发电站就是利用以色列技术建设的。

（4）美国　美国也是世界太阳能资源最丰富的地区之一。根据美国 239 个观测站 1961—1990 年 30 年的统计数据，全国一类地区太阳年辐射总量为 9 198～10 512MJ/m^2。一类地区包括亚利桑那州和新墨西哥州的全部，加利福尼亚、内华达、犹他、科罗拉多和德克萨斯等州的南部，占总面积的 9.36%。二类地区太阳年辐射总量为 7 884～9 198MJ/m^2，除了包括一类地区所列州的其余部分外，还包括怀俄明、堪萨斯、俄克拉荷马、佛罗里达、佐治亚和南卡罗来纳等州，占总面积的 35.67%。三类地区太阳年辐射总量为 6 570～7 884MJ/m^2，包括美国北部和东部大部分地区，占总面积的 41.81%。四类地区太阳年辐射总量为 5 256～6 570MJ/m^2，包括阿拉斯加州大部分地区，占总面积的 9.94%。五类地区太阳年辐射总量为 3 942～5 256MJ/m^2，仅包括阿拉斯加州最北端的少部分地区，占总面积的 3.22%。美国的外岛（如夏威夷等）均属于二类地区。美国的西南部地区全年平均温度较高，有一定的水源，冬季没有严寒，虽属丘陵地区，但地势平坦的区域也很多，只要避开大风地区，是非常好的太阳能热发电地区。

（5）澳大利亚　澳大利亚的太阳能资源也很丰富。全国一类地区太阳年辐射总量为 7 621～8 672MJ/m^2，主要在澳大利亚北部地区，占总面积的 54.18%。二类地区太阳年辐射总量为 6 570～7 621MJ/m^2，包括澳大利亚中部，占全国面积的 35.44%。三类地区太阳年辐射总量为 5 389～6 570MJ/m^2，在澳大利亚南部地区，占全国面积的 7.9%。太阳年辐射总量低于 6 570MJ/m^2 的四类地区仅占 2.48%。澳大利亚中部的广大地区人烟稀少，土地荒漠，适合于大规模的太阳能开发利用。

1.2.2 我国太阳能资源分布情况

我国有十分丰富的太阳能资源，1971—2000 年的 30 年平均太阳年辐射总量为 1 050 ~ 2 450kW · h/m^2，大于 1 050kW · h/m^2 的地区占国土面积的 96% 以上。我国陆地表面每年接受的太阳能辐射相当于 17 000 亿 tce（吨标准煤，1tec = 29.3GJ）。

根据各地接受太阳总辐射量的多少，可将全国划分为五类地区，见表 1-1。

表 1-1 我国太阳能资源分布情况

地区类型	年日照时数/h	年辐射总量/(MJ/m^2)	等量热量所需标准燃煤/kg	主要地区	备注
一类	3 200 ~ 3 300	6 680 ~ 8 400	225 ~ 285	宁夏北部、甘肃北部、新疆东部、青海西部、西藏西部	太阳能资源最丰富地区
二类	3 000 ~ 3 200	5 852 ~ 6 680	200 ~ 225	河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部、新疆南部	较丰富地区
三类	2 200 ~ 3 000	5 016 ~ 5 852	170 ~ 200	山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部及苏北、皖北、台湾西南部等	中等地区
四类	1 400 ~ 2 000	4 180 ~ 5 016	140 ~ 170	湖南、湖北、广西、江西、浙江、福建北部、广东北部、陕西南部、江苏北部、安徽南部、黑龙江、台湾东北部	较差地区
五类	1 000 ~ 1 400	3 344 ~ 4 180	115 ~ 140	四川、贵州	最差地区

1. 一类地区

一类地区为我国太阳能资源最丰富的地区，太阳年辐射总量为 6 680 ~ 8 400 MJ/m^2，相当于日辐射量 5.1 ~ 6.4kW · h/m^2。这些地区包括宁夏北部、甘肃北部、新疆东部、青海西部和西藏西部等地。太阳能资源以西藏西部最为丰富，太阳年辐射总量最高达 2 333kW · h/m^2（日辐射量 6.4kW · h/m^2），居世界第二位，仅次于撒哈拉大沙漠。

2. 二类地区

二类地区为我国太阳能资源较丰富地区，太阳年辐射总量为 5 852 ~ 6 680 MJ/m^2，相当于日辐射量 4.5 ~ 5.1kW · h/m^2。这些地区包括河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部和新疆南部等地。

3. 三类地区

三类地区为我国太阳能资源中等地区，太阳年辐射总量为 5 016 ~ 5 852 MJ/m^2，相当于日辐射量 3.8 ~ 4.5kW · h/m^2。这些地区主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、苏北、皖北、台湾西南部等地。

4. 四类地区

四类地区是我国太阳能资源较差地区，太阳年辐射总量为 4 180 ~ 5 016 MJ/m^2，相当于日辐射量 3.2 ~ 3.8kW · h/m^2。这些地区包括湖南、湖北、广西、江西、浙江、福建北部、广东北部、陕西南部、江苏北部、安徽南部以及黑龙江、台湾东北部等地。

5. 五类地区

五类地区主要包括四川、贵州两省，是我国太阳能资源最少的地区，太阳年辐射总量为 3 344 ~ 4 180MJ/m^2，相当于日辐射量 2.5 ~ 3.2kW · h/m^2。

从全国来看，绝大多数地区太阳年平均日辐射量在 4kW · h/m^2 以上，西藏最高达 7kW · h/m^2。全国太阳能资源储量为每年 147 亿 GW · h，按照未利用面积计算，理论可开发量为 40 亿 GW · h。按照土地利用率（平均 3m^2 的面积可以安装 1m^2 的太阳电池）30% 和 10% 的综合发电效率（太阳电池平均效率为 14%，系统其他部分效率为 72%），则可转换太阳能发电量为 1.2 亿 GW · h。如果每千瓦太阳能装机每年发电 1 200kW · h，则理论太阳能装机高达 1 000 亿 kW，是我国 2011 年全国电力装机的 100 倍。

上述一、二、三类地区占全国总面积的2/3以上，年太阳辐射总量高于5 000MJ/m^2，年日照时数大于2 000h，具有利用太阳能的良好条件。特别是一、二类地区，正是我国人口稀少、居住分散、交通不便的西北地区，经济发展较为落后，可以充分利用当地丰富的太阳能资源，采用太阳能发电技术，发展经济，提高人民生活水平。全国各省太阳能资源年储量及可开发量见表1-2。

表1-2　全国各省太阳能资源年储量及可开发量

省份	总面积/km^2	未利用面积/km^2	总储量/10^{14}kW·h	可开发量/10^{14}kW·h
北京	16 410.54	2 166.480	0.264 0	0.034 853
天津	11 917.32	677.919	0.162 0	0.009 215
河北	188 430.61	40 465.163	2.886 0	0.619 764
山西	156 711.25	50 611.410	2.304 4	0.744 228
内蒙古	1 145 121.23	150 579.375	17.755 0	2.334 719
辽宁	148 063.71	15 071.207	2.063 0	0.209 990
吉林	191 123.91	11 267.538	2.487 0	0.146 619
黑龙江	452 645.02	43 524.137	5.970 7	0.574 113
上海	8 239.01	9.685	0.076 9	0.000 090
江苏	106 673.88	1 483.370	1.654 0	0.023 000
浙江	105 390.95	6 977.534	1.288 0	0.085 274
安徽	140 125.79	7 533.524	1.695 0	0.091 128
福建	124 057.97	9 579.292	1.561 0	0.120 535
江西	166 894.34	11 260.581	2.042 0	0.137 776
山东	157 052.41	16 547.246	2.192 0	0.230 952
河南	165 536.42	18 658.657	2.186 0	0.246 398
湖北	185 888.43	21 162.348	2.236 0	0.254 556
湖南	211 854.69	20 357.601	2.474 0	0.237 732
广东	179 752.35	9 725.919	2.407 0	0.130 236
广西	237 558.10	51 582.982	2.841 3	0.616 955
海南	35 353.69	2 648.050	0.475 9	0.035 646
四川、重庆	566 324.72	72 856.466	7.360 0	0.946 848
贵州	176 152.47	26 988.333	1.893 8	0.290 149

（续）

省份	总面积/km^2	未利用面积/km^2	总储量/10^{14}kW·h	可开发量/10^{14}kW·h
云南	383 194.12	72 981.955	5.774 3	1.099 755
西藏	1 202 071.51	370 492.499	23.605 7	7.275 553
陕西	205 794.60	11 704.557	2.601 0	0.147 932
甘肃	404 090.87	161 143.662	6.700 0	2.671 831
青海	717 480.52	248 411.055	13.660 0	4.729 459
宁夏	51 954.38	8 209.859	1.091 0	0.172 400
新疆	1 664 897.17	986 200.280	27.060 0	16.028 966
台湾			0.478 3	

注：未利用面积为扣除耕地、森林、水体、部分城市、部分山地等后的国土面积，大约占总国土面积的25.8%。

1.3 太阳能利用的基本方式

太阳能利用的基本方式有以下四大类。

1. 光热利用

光热利用的基本原理是将太阳辐射能收集起来，通过与物质的相互作用转换成热能加以利用。目前，使用最多的太阳能收集装置主要有平板型集热器、真空管集热器和聚焦集热器三种。通常根据所能达到的温度和用途的不同，把太阳能光热利用分为低温利用（＜200℃）、中温利用（200～800℃）和高温利用（＞800℃）。目前，低温利用主要有太阳能热水器、太阳能干燥器、太阳能蒸馏器、太阳房、太阳能温室、太阳能空调制冷系统等，中温利用主要有太阳灶、太阳能热发电聚光集热装置等，高温利用主要有高温太阳炉等。

2. 太阳能发电

利用太阳能发电的方式有多种，目前已使用的主要有以下两种。

1）光—热—电转换，即太阳能光热发电，是利用太阳辐射所产生的热能发电。一般是用太阳能集热器将所吸收的热能转换为蒸汽，然后由蒸汽驱动汽轮机带动发电机发电。前一过程为光—热转换，后一过程为热—电转换。

2）光—电转换，即太阳能光伏发电。其基本原理是利用内光电效应将太阳辐射能直接转换为电能。它的基本装置是太阳电池。太阳能光伏发电以太阳电池作为电源对外发电。

内光电效应为：当半导体的表面受到太阳光照射时，如果其中有些光子的能量大于或等于半导体的禁带宽度，就能使电子挣脱原子核的束缚，在半导体中产生大量的电子-空穴对，这种现象称为内光电效应（原子把电子打出金属的现象是外光电效应）。

太阳能光伏发电原理为：太阳光照在半导体 PN 结上，由于内光电效应形成新的空穴-电子对，在 PN 结电场的作用下，空穴由 N 区流向 P 区，电子由 P 区流向 N 区，接通电路后就形成电流。

3. 光化学利用

光化学利用是一种利用太阳辐射能直接分解水制氢的光—化学转换方式。

4. 光生物利用

通过植物的光合作用来实现将太阳能转换成为生物质能的过程，目前主要有速生植物（如薪炭林）、油料作物和藻类。

1.4 开发利用太阳能的重要意义

能源是人类借以克服困难、维持生存的原动力，如太阳给人们光热，风吹动风车可以发电，燃烧汽油可用以推动汽车，使用煤气可以烹调、取暖。近 50 年来，世界经济的迅猛发展有赖于能源的大规模开发和利用。21 世纪，随着可持续发展理念的日益深入人心，以及煤炭等常规能源直接燃烧所带来的负面效应（如大气污染、酸雨和温室效应等）的加剧，新能源和可再生能源越来越成为人们关注和研究的焦点。

可再生能源是指在自然界中可以不断再生、永续利用的能源，具有取之不尽、用之不竭的特点，主要包括太阳能、风能、水能、生物质能、地热能和海洋能等。可再生能源对环境无害或危害极小，而且资源分布广泛，适宜就地开发利用。相对于可能穷尽的化石能源来说，可再生能源在自然界中可以循环再生。可再生能源属于能源开发利用过程中的一次能源。

新能源又称非常规能源，是指传统能源之外的各种能源形式，指刚开始开发利用或正在积极研究、有待推广的能源。新能源的各种形式都是直接或者间接地来自于太阳或地球内部深处所产生的热能，包括太阳能、风能、生物质能、地热能、核能和海洋能以及由可再生能源衍生出来的生物燃料和氢所产生的能量。也可以说，新能源包括除水能以外的各种可再生能源和核能。相对于传统能源，新能源普遍具有污染少、储量大的特点，对于解决当今世界严重的环境污染和资源

（特别是化石能源）枯竭具有重要意义。同时，由于很多新能源分布均匀，对于解决由能源引发的战争也有着重要意义。

新能源和可再生能源的关系如图 1-2 所示。

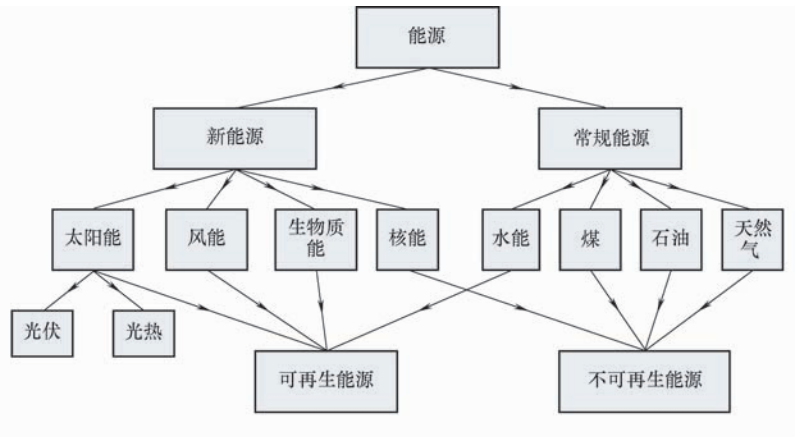


图 1-2　新能源和可再生能源的关系

1.4.1　可再生能源利用是全球能源发展战略的必然

1. 化石燃料正面临逐渐枯竭的危机局面

地球上化石燃料的蕴藏量是有限的，根据已探明的储量，全球石油可开采约 45 年，天然气约 61 年，煤炭约 216 年，铀约 71 年。据世界卫生组织估计，到 2060 年全球人口将达 100 亿～110 亿人，如果到时所有人的能源消费量都达到今天发达国家的人均水平，则地球上主要的 35 种矿物中，将有 1/3 在 40 年内消耗殆尽，包括所有的石油、天然气、煤炭（假设为 2 万亿 t）和铀。所以，世界化石燃料的供应正在面临严重短缺的危机局面。

中国的经济正在高速发展，能源消耗量也在迅速增加，根据国际能源署（IEA）的 World Energy Outlook 2011 的统计和预测，中国会巩固其作为世界最大能源消费国的地位，到 2035 年，中国的能源消费将比第二大能源消费国美国高出将近 70%。虽然中国的能源资源总量比较丰富，目前能源产量居世界第二，但是由于人口众多，人均能源资源拥有量在世界上处于较低的水平，一次能源的储量低于世界平均值（见图 1-3），能源供应形势不容乐观。

无论从世界还是从中国来看，化石能源都是很有限的。据欧盟委员会联合研

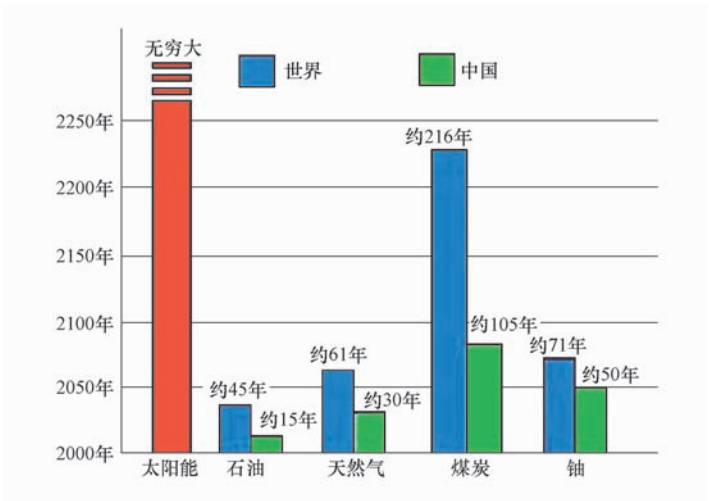


图 1-3　世界和中国主要常规能源储量预测

究中心（JRC）的预测，全球化石能源的开采和消耗峰值在 2030—2040 年，之后由于资源的有限性开采，消耗值将会逐年下降，2000—2100 年全球一次能源消费发展趋势见图 1-4。因此，加紧开发、培育以太阳能为代表的可再生能源非常必要，并且十分紧迫。

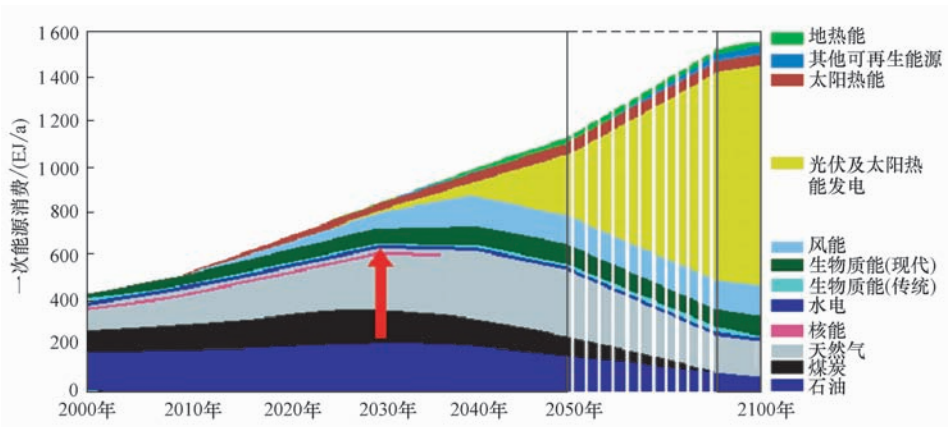


图 1-4　2000—2100 年全球一次能源消费发展趋势

注：数据来源于欧洲 JRC。

2. 保护生态环境逐渐受到人们的重视

由于人类的能源消费活动主要是化石燃料的燃烧，造成了环境污染，导致全

球气候变暖、冰山融化、海平面上升、沙漠化日益扩大等现象的出现，自然灾害频繁发生。人们逐渐认识到，减少温室气体的排放、治理大气环境、防止污染已经到了刻不容缓的地步。

2007 年 2 月 2 日，会聚了来自 130 多个国家的 2 500 多名专家的联合国“政府间气候变化专门委员会”发表了第 4 份全球气候变化评估报告。这份报告综合了全世界科学家 6 年来的科学研究成果，报告称气候变暖已经是“毫无争议”的事实，过去 50 年全球平均气温上升“很可能”（指正确性在 90% 以上）与人类使用化石燃料产生的温室气体增加有关。报告预测，到 2100 年，全球气温将升高 1.8 ~ 4℃，21 世纪海平面将至少上升 19 ~ 37cm，如果近年出现的北极冰层大量融化的趋势继续发展，则海平面最多将升高 28 ~ 58cm，有不少海岛和沿海城市将沉入海底。

据 World Energy Outlook 的统计和预测，世界 CO_2 排放量到 2030 年将是 1990 年的 2 倍多，而我国 CO_2 排放总量已经超过美国成为世界第一位。而且我国的能源利用率不高，能源消费以燃煤为主，所排放的 SO_2 等有害气体也给环境造成了很大的压力。

因此，发展新能源和可再生能源对于保证能源安全和保护生态环境都具有重要意义，是全球能源发展战略的必然。

1.4.2 太阳能光伏发电将成为未来主要的能源利用方式

国际上普遍认为，在长期的能源战略中，太阳能光伏发电在众多可再生能源中具有更重要的地位。这是因为光伏发电具有清洁性、安全性、广泛性、长寿命和免维护性、实用性、资源的充足性及潜在的经济性等优点。太阳辐射到地面的功率高达 800 000 亿 kW，假如把地球表面 0.1% 的太阳能转为电能，转变率 5%，每年发电量可达 5.6×10^{12}kW · h，相当于目前世界上能耗的 40 倍。同时，太阳能光伏发电具有节能减排的属性，1 座兆瓦级电站年发电量可达 180 万 kW · h，在 25 年寿命期内总产出 4 500 万 kW · h 的电，累计可节约标准煤 17 794t，减排 CO_2 46 264t。

据欧洲光伏工业协会（EPIA）预测，至 2050 年，光伏发电将会满足世界上 21% 的电力需求。另据欧洲 JRC 预测，到 2050 年，太阳能光伏发电将占全部发电量的 25%，到 2100 年达到 64%，见表 1-3。太阳能将成为未来能源结构的主导。

表 1-3　可再生能源在能源结构中的比例

年份 / 能源类别	2030 年	2050 年	2100 年
可再生能源	30%	52%	86%
太阳能	14%	28%	67%
太阳能光伏发电	10%	25%	64%

注：数据来源于欧洲 JRC。

1.4.3　太阳能对我国的重要性

1. 能源需求增长迅速

随着能源需求的快速增长，我国能源供给面临诸多挑战。目前，我国已是世界第一煤炭生产与消费国，第一大电力生产和消费国，第二能源生产与消费国，第二石油消费国。从 2000 年开始，我国能源消费年均增长速度接近 10%，是 1980—2000 年期间年均增速的两倍。2006 年，国家开始实施降低 GDP 能源消费强度的措施，提出了 2010 年单位 GDP 的能源消费比 2005 年降低 20%，并付诸行动。虽然政府提出的目标基本实现，但是能源消费总量仍持续增加，2010 年能源消费总量为 32 亿 t 标准煤，比 2005 年增加了 10 亿 t 标准煤，已经超过了国内外多家机构对我国 2020 年能源需求的预测值。未来相当长的时期内，我国仍将采取快速平稳的发展政策，《国民经济和社会发展第十二个五年发展规划纲要》提出，“十二五”期间 GDP 增速为 7%，预计今后相当长的时期内，能源消费总量仍会持续增加。如果不从现在起就采取积极、有效的措施解决能源需求问题，并实现能源供应的低碳化、清洁化，那么能源、环境问题将会制约我国经济、社会的可持续发展，由此国家把构建安全、稳定、经济和清洁的能源供应体系放在十分重要的位置。

2. 能源供应形势严峻

与其他化石能源资源相比，我国的煤炭资源相对丰富，但由于其开发受到赋存条件、水资源条件、生态环境、安全因素以及运输条件和环境容量等多方面的限制，能被有效开发利用的煤炭资源量明显不足。我国油气资源较为贫乏，根据中国工程院的预测分析，我国石油产量在 2020 年将达到最大值约 2 亿 t，2030 年和 2050 年将分别减少到 1.8 亿 t 和 1.4 亿 t，2030 年以后我国石油进口依存度达到 70% 以上。我国天然气需求从 2006 年的超过 500 亿 m^3 增加到 2030 年的

3 000亿 m^3，预计到 2015 年，我国天然气消费中有 30% 需要进口，2030 年有 50% 以上的天然气需要进口。

从 1993 年开始，我国成为石油进口国，“十一五”期间平均每年增长 5 000 万 t，依存度超过 50%，石油供给的贸易依赖已经成为不可改变的事实；从 2009 年开始我国成为煤炭净进口国，2012 年煤炭的净进口量达到 2.5 亿 t；天然气在我国一次能源中的比重只有 4.5%，2012 年天然气进口超过 425 亿 m^3。估计在今后相当长的时间，我国的煤炭、石油、天然气和铀资源对外依赖程度将会持续增加。

能源安全问题凸现，单纯依靠化石能源难以实现经济、社会和环境的协调发展。许多国家都把能源对外依存度高低作为对能源安全风险控制的重要指标，美国虽为超级大国，也一直为降低能源对外依存度而努力，通过发展可再生能源，开发页岩气和近海油气资源来降低对外依存度。我国必须考虑提高可再生能源比例，满足日益增长的能源需求，这种转变既是自身发展的需要，也是作为世界能源大国的责任。

3. 应对气候变化与温室气体减排压力

据国际能源署（IEA）预测：由于中国强劲的经济增长，发电行业以及工业对煤炭的严重依赖，中国 CO_2 排放总量在 2004—2030 年期间会增加一倍多。中国作为 CO_2 头号排放国，已经在气候变化谈判过程中受到来自其他国家，特别是美国和欧盟的巨大压力，要求中国承担更多的排放大国的减排责任。IEA 估计的全球 CO_2 排放趋势如图 1-5 所示。

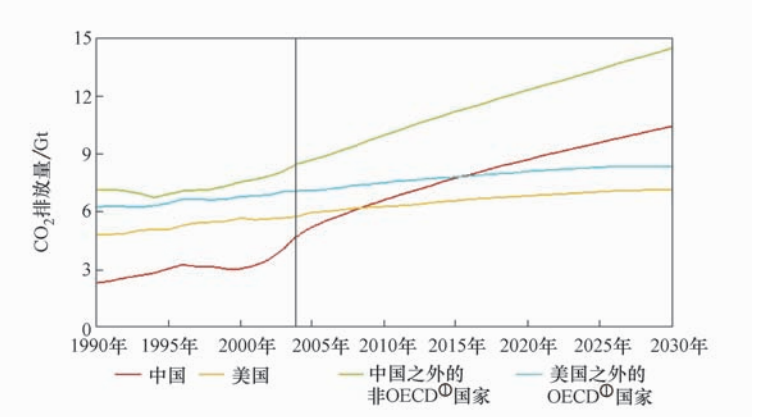


图 1-5　IEA 估计的全球 CO_2 排放趋势

注：资料来源于世界能源展望 2006，IEA。

① OECD 是经济合作与发展组织的外文简称。

虽然气候变化谈判没有就量化目标达成一致，发达国家对进一步的减排指标并不积极，但是坎昆气候变化谈判最终使各国在应对气候变化问题上达成了共识。按照京都议定书和公约进行双轨谈判制，虽然未来的谈判之路还很漫长，对中国来说，控制能源消费、发展低碳能源既是自身转变发展方式，实现可持续发展的需要，也是对国际社会负责任大国的表现。在“十二五”和未来更长的时间，我国将动员全社会的力量，实现降低碳强度目标。

按照现在我国的发展目标，到 2020 年 GDP 翻两番，能源消耗翻一番，15% 非化石能源比例，温室气体的排放至少增长 60% ~70%。目前，我国的温室气体排放超过 80 亿 t，占全球温室气体排放的 23%，如果再增长 60% ~70%，将会达到 130 亿 ~150 亿 t，占世界温室气体排放的 40% 左右。面对减排的国际压力，我国必须采取严格的措施控制 CO_2 排放，一定要下决心大力发展可再生能源等低碳能源。

1.5 太阳能光伏发电的特点

1.5.1 太阳能光伏发电的优点

太阳能光伏发电的主要优点如下：

1）太阳能取之不尽，用之不竭，地球表面接受的太阳辐射能足够满足目前全球能源需求的 1 万倍。只要在全球 4% 的沙漠上安装太阳能光伏发电系统，所发电力就可以满足全球的需要。太阳能光伏发电安全可靠，不会遭受能源危机或燃料市场不稳定的冲击。

2）太阳能随处可得，可就近供电，不必长距离输送，避免了长距离输电线路的损失。

3）太阳能不用燃料，运行成本很低。

4）太阳能光伏发电没有运动部件，不易损坏，维护简单，特别适合于无人值守情况下使用。

5）太阳能光伏发电不产生任何废弃物，没有污染、噪声等公害，对环境无不良影响，是理想的清洁能源。

6）太阳能光伏发电系统建设周期短，方便灵活，而且可以根据负载的增加，任意添加或减少太阳电池方阵容量，避免了浪费。

1.5.2 太阳能光伏发电的缺点

太阳能光伏发电的主要缺点如下：

1）地面应用时有间歇性和随机性，发电量与气候条件有关，在晚上或阴雨天就不能或很少发电。

2）能量密度较低，标准条件下地面上接收到的太阳辐射强度为1 000W/m^2。大规模使用时，需要占用较大面积。

3）目前价格仍较贵，为常规发电的2～5倍，初始投资高。

第 2 章　全球太阳能光伏发电技术、产业发展现状与趋势

2.1　全球太阳能光伏发电技术发展现状与趋势

太阳能光伏发电产业链从上游到下游包括多晶硅原料生产、硅棒/硅锭生产及硅片制造、太阳电池制造、组件生产，如图 2-1 所示。下面主要介绍多晶硅制备技术与太阳电池制备技术的发展情况。

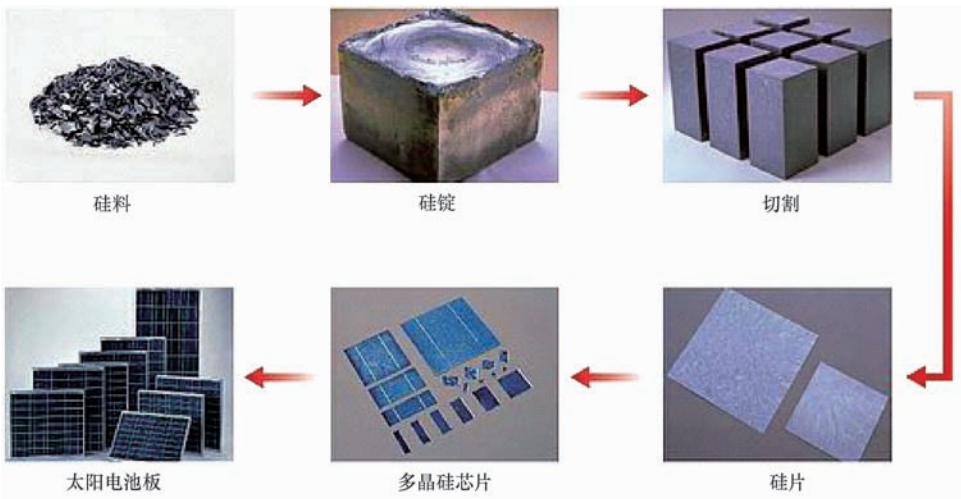


图 2-1　多晶硅太阳电池产业链

2.1.1　多晶硅制备技术

目前，多晶硅的制备方法已发展出多种经典工艺，主要包括西门子法、硅烷法、改良西门子法、流化床法、Komatsu 法，以及后期开发的冶金法、气液沉积法、区域熔炼提纯法、碳热还原反应法和铝热还原法等。但在工业应用中，却只有改良西门子法、硅烷法、流化床法获得了商业应用，它们统称为化学法，尤以改良西门子法为甚。目前，世界上 75% 以上的多晶硅生产均采用改良西门子法，

主要厂家有国外的海姆洛克（Hemlock）、瓦克化学（Wacker）、德山（Tokuyama）、REC、MEMC 以及国内的四川新光硅业科技有限责任公司、洛阳中硅高科技有限公司、重庆大全新能源有限公司等。多晶硅纯度一般使用几个 9 来衡量，如半导体行业用电子级多晶硅纯度一般要求在 99.999 999 9%（9N，即 9 个 9）以上。光伏所需的太阳能级多晶硅虽然远不及半导体行业需要的纯度高，但其纯度一般要达到 99.999 9%（6N，即 6 个 9）以上。

1. 改良西门子法

改良西门子法主要包括五个环节：$SiHCl_3$ 的合成、精馏提纯 $SiHCl_3$、$SiHCl_3$ 的氢还原、尾气回收和 $SiCl_4$ 的氢化分离，如图 2-2 所示。$SiHCl_3$ 的合成在沸腾炉中进行，生成的 $SiHCl_3$ 含量在 85% 左右，同时产物中还伴随有 $SiCl_4$ 及杂质氯化物，利用各种氯化物挥发性的差别，精馏制得高纯 $SiHCl_3$。最后将高纯 $SiHCl_3$ 和高纯 H_2 按一定的比例导入钟罩型还原炉内，在硅芯发热体上还原沉积得硅多晶棒。生产过程中的副产物通过循环系统回收利用。多晶硅生产比较关注的问题有：还原能耗、综合能耗、回收利用率和产品质量等。目前世界上 80% 以上的多晶硅生产使用改良西门子法。

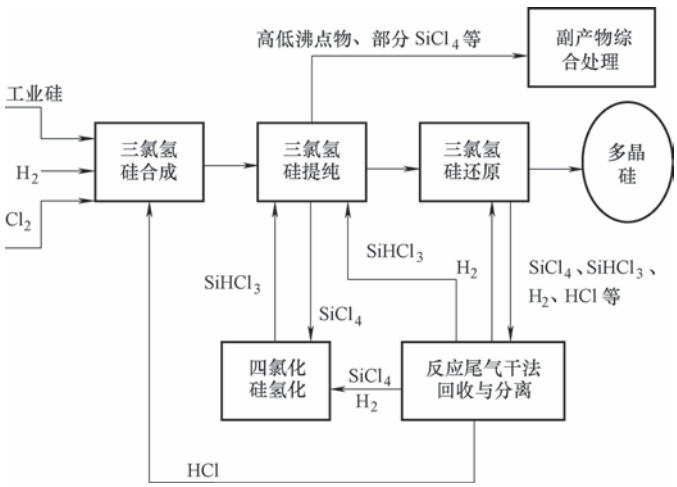


图 2-2　改良西门子法工艺生产流程

改良西门子法除了较为标准的主流程外，近年来在一些工序上又演变了一些新的技术，如瓦克化学公司将高纯多晶硅粉置于加热的流化床，通入中间化合物 $SiHCl_3$ 和高纯 H_2，使生成的多晶硅沉积在硅粉上，生产太阳电池用颗粒多晶硅。又如德山公司，在加热的垂直高纯石墨管中通入 $SiHCl_3$ 和高纯 H_2，形成硅液

滴，凝固成高纯多晶硅，即所谓的气液沉积技术。

现在一些新建的采用改良西门子法的多晶硅工厂，均在工艺技术、生产设备、设计资源等方面进行了创新，使之形成更有效、更优化的系统集成技术。

系统集成程度、提纯能力、还原炉、副产物的综合回收以及能源等技术问题决定了多晶硅产品的质量和工厂作业成本。

2. 硅烷法

硅烷（SiH_4）法是先以四氯化硅氢化法、硅合金分解法、氢化物还原法、硅直接氢化法等制取硅烷，然后将制得的硅烷提纯后再热分解以制得高纯硅。其主要由三个基本步骤组成：硅烷的制备、硅烷的提纯和硅烷热分解。在硅烷法中，因硅烷制备方法不同，又可分为日本 Komatsu 发明的硅化镁法、美国 Union Carbide 发明的歧化法、美国 MEMC 采用的 $NaAlH_4$ 与 SiF_4 反应方法等。目前，世界上有一些公司（如 MEMC）的多晶硅生产使用该方法。

硅烷热分解法有如下优点：

1）分解过程不加还原剂，可以得到超高纯太阳能级多晶硅。

2）在硅烷合成过程中，就已有效地去除了金属和非金属杂质。

3）硅烷分解温度一般为 800～900℃，由高温挥发或扩散引入的杂质远低于其他方法。

4）硅烷分解转化率高达 99%，副产物少，没有腐蚀性，从而避免了对设备的腐蚀。

硅烷法最大的问题是烷气易燃易爆，整个吸附系统以及分解室都必须高度密封，若操作不当就会引发重大事故。

3. 冶金法

冶金法由于是利用材料的物理特性不同来去除冶金硅中的杂质，不需要复杂的化学反应，所以装备相对比较简单，杂质纯度大概在 5N～6N 的水平，基本满足太阳能级多晶硅的需求。冶金法主要有分凝法、真空高温蒸发法、真空氧化除杂法、造渣除杂法、酸浸除杂法、电解高纯二氧化硅和高纯试剂二氧化硅法等。物理冶金法具有投资少、能耗小、生产成本低等优点，目前主要还在试验生产阶段，量产的企业还比较少。

物理法提纯的太阳能级多晶硅中 B 和 P 的含量分别小于 0.3×10^{-6} 和 10×10^{-6}，其他杂质的含量低于 0.1×10^{-6}，只能满足太阳能级多晶硅的制备。若采用化学法，提纯后的太阳能级多晶硅中 B 和 P 的含量减小到低于 0.05×10^{-9} 和

0.15×10^{-9}，其他杂质的含量可以小于 1.0×10^{-9}，可以满足电子级、太阳能级多晶硅制备的要求。

2.1.2 太阳电池制备技术

太阳电池是太阳能光伏发电技术的核心器件，提高太阳电池的光电转换效率和降低其生产成本是现阶段实现光伏发电向替代能源甚至主力能源过渡的主要途径和主攻目标，太阳能光伏发电的发展历史就是太阳电池的发展史。1839 年，Becquerel 把两个涂敷卤化银的金属电极浸在稀酸溶液中，发现当光照电极时会产生额外的电动势，此现象被他称为“光生伏打效应”。1877 年，W. G. Adams 研究了硒的光伏效应，并制作第一片硒太阳电池。1940 年，Russel Ohl 发现了硅材料的光伏效应。1954 年，Chapin、Fuller 和 Pearson 首次制成了实用的单晶硅太阳电池，当时的效率为 6%，成为光伏发展史上的一个里程碑，标志着光伏发电的实际应用真正开始迈步。同年，韦克尔发现了 GaAs 也有光伏效应，并在玻璃上沉积 CdS 薄膜，制成第一块薄膜太阳电池。1957 年，硅太阳电池的光电转换效率达到 8%，1958 年太阳电池首次在空间应用，装备在美国先锋 1 号卫星上。1995 年，太阳电池的转换效率实现奇迹般飞跃，高效聚光 GaAs 太阳电池效率达到 32%，高于以往任何水平。1996 年以来，世界光伏发电高速发展，应用范围越来越广，尤其是各国有关太阳能光伏屋顶计划的提出，为光伏发电展现了无限光明的未来。按照材料的不同，可以把太阳电池分为三类，如图 2-3 所示。各类太阳电池的光电转换效率变化情况如图 2-4 所示。

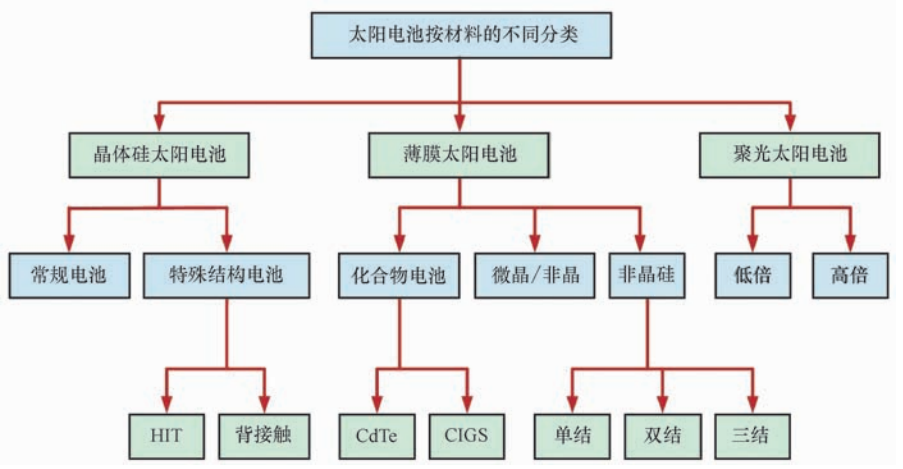


图 2-3 已经商业化的太阳电池分类

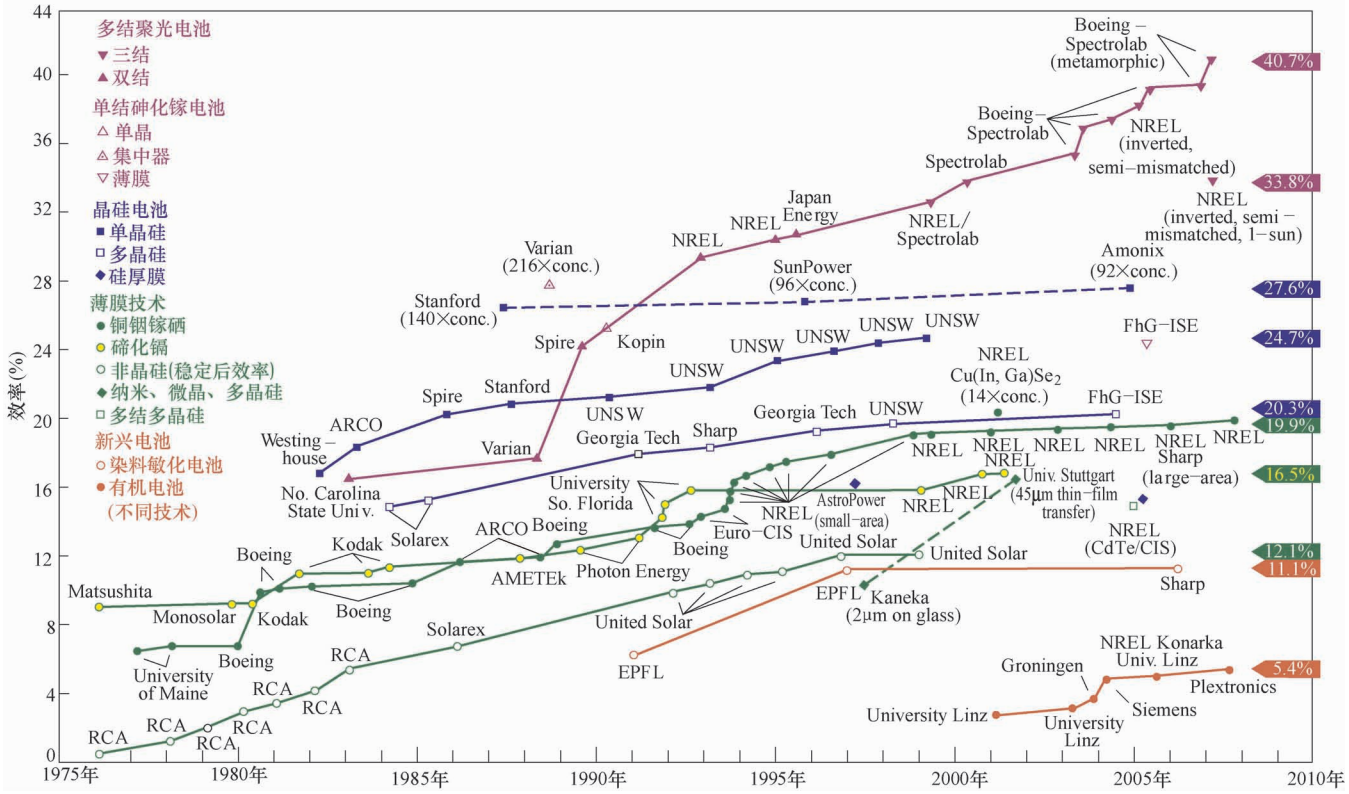


图 2-4　各类太阳电池光电转换效率变化情况

注：数据来源于美国国家可再生能源实验室（NREL）。

1. 晶硅太阳电池

晶硅太阳电池是以硅为基底材料，并有一定厚度的太阳电池。晶硅太阳电池是最常用和成熟的技术，目前的市场份额为80%，其电池片转换效率一般为14%～22%。晶硅太阳电池组件的效率约比电池片效率低2个百分点，目前其效率约12%～19%。单块太阳电池片边长为1～15cm，但是最常用的电池规格为125mm×125mm或者156mm×156mm，发电功率约3～4.5W，标准的晶硅组件是由60～72个太阳电池制成的，根据其效率和大小的不同，发电量为120～300W。而典型的组件面积为1.96～2.89m^2，6.25m^2的大型组件也能制造。这些组件一般用于光伏建筑一体化（BIPV）。

晶硅太阳电池分为常规电池与特殊结构电池。而常规电池又分为单晶硅电池和多晶硅电池。单晶硅和多晶硅的区别是，当熔融的单质硅凝固时，硅原子以金刚石晶格排列成许多晶核，如果这些晶核长成晶面取向相同的晶粒，则形成单晶硅。如果这些晶核长成晶面取向不同的晶粒，则形成多晶硅。多晶硅与单晶硅的差异主要表现在物理性质方面，如在力学性质、电学性质等方面，多晶硅均不如单晶硅。多晶硅可作为拉制单晶硅的原料。

（1）单晶硅太阳电池　单晶硅太阳电池是采用单晶硅片来制造的太阳电池，这类太阳电池发展最早，技术也最为成熟。与其他种类的电池相比，单晶硅太阳电池的性能稳定，转换效率高，目前规模化生产的商品电池效率已达17%～19%。由于技术的进步，价格也从最初的每瓦1 000多美元不断下降。到2010年已经降到平均3.7美元/W，曾经长时期占领最大的市场份额。由于生产成本比较高，年产量在1998年后已被多晶硅电池超过。不过在以后的若干年内，单晶硅太阳电池仍会继续发展，通过大规模生产和向超薄、高效发展，有望进一步降低成本，保持较高的市场份额。图2-5所示为单晶硅太阳电池组件。

（2）多晶硅太阳电池　在制作多晶硅太阳电池时，作为原料的高纯硅不是拉成单晶，而是熔化后浇铸成正方形的硅锭，然后使用切割机切成薄片，再加工成电池。由于硅片是由多个不同大小、不同取向的晶粒构成的，因而多晶硅电池的转换效率要比单晶硅电池低，规模化生产的商品多晶硅电池转换效率已达到15%～17%。图2-6所示为多晶硅太阳电池组件。

近年来，新推出了一种“准单晶”技术，通过铸锭的方法，铸锭中的多晶晶粒取向控制在垂直方向上，并将晶粒尺寸做大，这样多晶硅电池的效率可以接近单晶硅电池。例如，德国Scott Solar公司在2011年推出的准单晶组件效率超

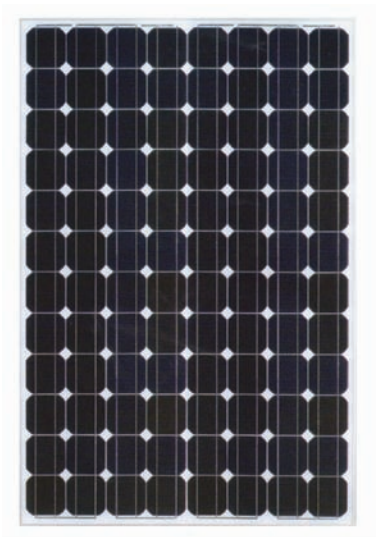


图 2-5　单晶硅太阳电池组件

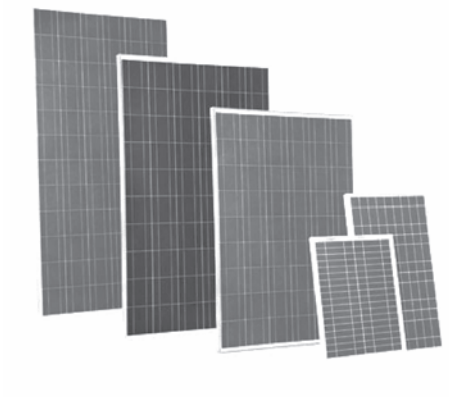


图 2-6　多晶硅太阳电池组件

过 18%，德国 Q-Cells 公司推出的多晶硅电池片效率达到 18.8%，我国晶澳太阳能有限公司（以下简称晶澳）等多家电池企业也有报道其多晶硅电池转换效率在 18% 以上，小批量生产的准单晶电池效率已经在 17.5% 以上。总体而言，由于多晶硅电池所需的硅片铸锭工艺简单、能耗少、价格便宜，但转化效率并未比单晶硅电池低多少，因此多晶硅电池近些年来得到了大规模应用，目前在国际光伏市场上占有的份额已经超过了单晶硅太阳电池。据德国 Wacker 公司统计，2010 年多晶硅电池产量已经占据全部电池的 58%，占据晶硅电池的 68%。

（3）晶硅太阳电池制造工艺　晶硅电池制造是目前最成熟的光伏工艺，具有原材料资源丰富、电池转换效率高、光电性能的稳定性和可靠性好、技术工艺成熟、不含有毒元素、不会对环境造成污染、市场接受程度高等优点。目前全球 80% 以上的太阳电池为晶硅电池。制造晶硅电池包括绒面制备、扩散制结、制备减反射膜和制作电极等主要工序，如图 2-7 所示。

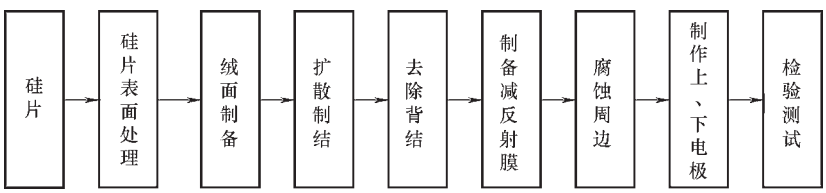


图 2-7　晶硅太阳电池的生产流程

1）硅片表面处理。硅片在切割过程中会产生大量的表面缺陷，导致表面的质量较差和电池制造过程碎片增多，还会导致电池工作时表面复合概率增大，因此在电池制备前必须将切割损伤层去除，一般采用酸或碱腐蚀，腐蚀的厚度一般约为 10μm。

2）绒面制备。制绒就是把相对光滑的硅片表面通过酸或碱腐蚀，使硅片表面变得凹凸不平，增加受光面积并对光产生漫反射，这样可以减少直射损失，提高太阳光的利用效率。计算表明，金字塔形角锥体的受光面积比光滑平板增加 1.732 倍。

单晶硅具有各向异性的碱腐蚀特性，可以采用氢氧化钠和乙醇的混合碱溶液腐蚀单晶硅表面，形成无数的金字塔结构，利用制绒工艺通常能够将单晶硅表面的反射比降到 10% 以下，典型的单晶硅绒面形貌如图 2-8 所示。对于多晶硅来说，由于材料缺乏各向异性，因此表面制绒比较复杂，目前有机械刻槽法、反应离子刻蚀法、酸腐蚀法等。多晶硅的制绒工艺仍是国内外研究的热点。

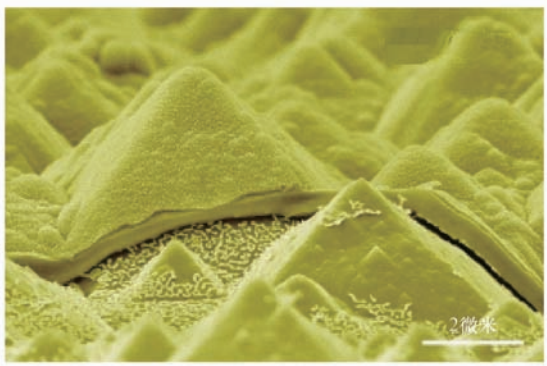


图 2-8　单晶硅绒面形貌

3）扩散制结。扩散的目的在于形成 PN 结。由于硅基太阳电池的原料硅片采用 P 型硅，扩散制结一般采取三氯氧磷气体携带源方式用磷做 N 型掺杂，采用磷扩散可以实现高浓度掺杂，有利于降低电池的串联电阻，从而提高其填充因子。这个工艺的特点是生产效率高，有利于降低成本。大型的生产厂家一般用 20.32cm（8in）扩散炉进行硅片的扩散，采用大口径石英管，恒温区长，可以提高扩散薄层电阻均匀性。目前，扩散炉的石英管口径达 270mm。除了均匀扩散制结工艺外，选择性扩散制结工艺也是一种重要的产业化生产技术，这种技术采用在栅线下进行扩散的方式，不仅能保证低的接触电阻和好的填充因子，而且

能够减小接触造成的前表面复合损失。

4）去除背结。在扩散制结过程中硅片的周边表面也会形成扩散层，这种扩散层将导致上下电极短路，由于任何微小的局部短路都会使电池并联电阻下降，因此必须干净地除去硅片周边表面的扩散层，目前工业化生产常用等离子刻蚀去除硅片周边表面的扩散层。

5）制备减反射膜。为了使硅基太阳电池更有效地获得太阳光辐射，表面都要制备一层减反射膜，减少表面的反射损失。目前常用的减反射膜有 TiO_2、SiO_2 和 SiN 及其组合。在商业化生产中，SiN 减反射膜一般都采用等离子增强化学气相沉积（PECVD）技术制作，这种方法利用 SiH_4 与 NH_3 反应在硅片表面沉积一层厚约 75nm 的 SiN，反射比可以降低到 3% 以下。由于沉积中生成的原子氢可以很好地钝化硅表面悬挂键，因此 PECVD 还能起到很好的钝化效果，从而可以提高载流子迁移率，而且 SiN 层具有良好的绝缘性和致密性，可以阻止杂质原子，特别是 Na 原子渗透进入电池基体。PECVD 沉积减反射膜技术的采用大大提高了多晶硅电池的光电转换效率，是多晶硅电池商业化生产的关键性技术。

6）制作电极。电极的制作不仅决定了发射区的结构，而且也决定了电池的串联电阻和电池表面被金属覆盖的面积，因此是硅基太阳电池生产过程中的一个重要步骤。目前，硅基太阳电池的电极制作普遍采用丝网印刷法，所用的丝网细栅线为 110～150μm，主栅为 1.5～2.0mm，由于电极的存在有遮光的效果，导致太阳电池效率降低的损失在 8% 左右，因此如何进一步减小电极宽度是当前研究的热点。

（4）晶硅太阳电池技术趋势　目前晶硅太阳电池发展以提高效率和降低成本为主，主要体现在以下几个方面：

硅片厚度持续降低。降低硅片厚度是减少硅材料消耗、降低晶硅太阳电池成本的有效技术措施，是光伏技术进步的重要方面。30 多年来，太阳电池硅片厚度从 20 世纪 70 年代的 450～500μm 降低到 2010 年的 150～180μm，降低了一半以上。硅材料用量大大减少，对太阳电池成本降低起到了重要作用，是技术进步促进成本降低的重要范例之一。硅片厚度的变化见表 2-1。

表 2-1　太阳电池硅片厚度的变化

年份	厚度/μm	硅材料用量/[t/MW(电池)]
20 世纪 70 年代	450～500	>20
20 世纪 80 年代	400～450	16～20

（续）

年份	厚度/μm	硅材料用量/[t/MW(电池)]
20 世纪 90 年代	350 ~ 400	13 ~ 16
2000	180 ~ 240	12 ~ 13
2010	150 ~ 180	10 ~ 11
2020	80 ~ 100	8 ~ 10

生产规模不断扩大。生产规模不断扩大和自动化程度持续提高是太阳电池生产成本降低的另一重要因素。太阳电池单厂生产规模已经从 20 世纪 80 年代的 1 ~ 5MW/a 发展到 90 年代的 5 ~ 30MW/a 和 21 世纪的 50 ~ 1 000MW/a。生产规模与成本降低的关系体现在学习曲线率 LR（Learning Curve Rate）上，即生产规模扩大 1 倍，生产成本降低的百分比。对于太阳电池来说，30 年统计的结果，LR = 20%（含技术进步在内），是所有可再生能源发电技术中最大的，是现代集约化经济的最佳体现之一。

成本不断降低。1976—2000 年，光伏组件成本降低了 2 个数量级，如图 2-9 所示。2003 年世界重要厂商的成本为 2 ~ 2.3 美元/W，售价为 2.5 ~ 3 美元/W，2004 年以后因材料紧缺价格有所回升。2008 年年末，由于金融危机影响，硅片供应价和电池售价大幅下滑。当供求关系越过平衡点后，成本会比前一个供求关系对应点更低，这也是 30 年来经验曲线中曾经出现过的现象。

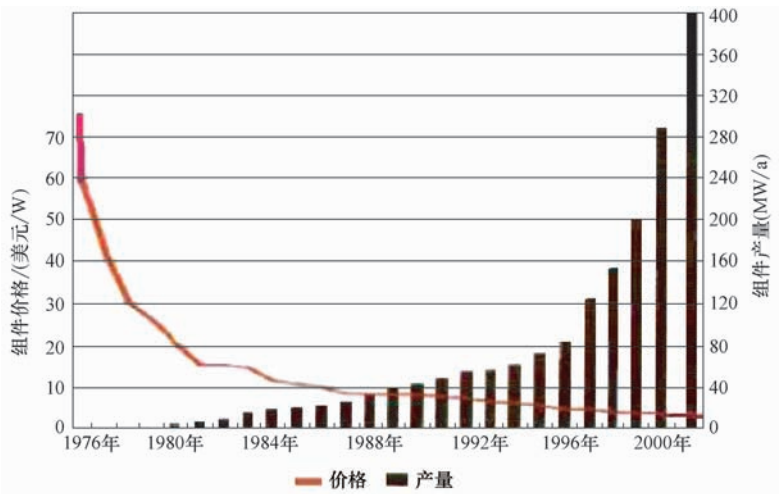


图 2-9　1976—2000 年光伏组件价格及产量变化情况

采用特殊结构。晶硅电池在过去的 20 多年里有了很大发展，许多新技术、新工艺的引入使太阳电池效率有了较大提高。在早期的硅电池研究中，人们探索

各种各样的电池结构和技术来改进电池性能，如背表面场、浅结、绒面、氧化膜钝化、Ti/Pd 金属化电极和减反射膜等，由此发展出很多特殊结构的太阳电池。例如，新南威尔士大学的钝化发射极背局部扩散（PERL）电池，斯坦福大学的背面点接触（PCC）电池以及弗朗霍夫研究所的局域化背表面场（LBSF）电池等都是单晶硅高效电池的典型代表，还有日本三洋公司的 HIT 电池。

1）PERL 电池。PESC、PERC、PERL 电池是新南威尔士大学研究了近 20 年的先进电池系列，前两个字母 PE（Passivated Emitter）代表前表面的钝化（选择性扩散），后两个字母代表后表面的扩散和接触情况。其中，PERL 衍生了中电电气（南京）光伏有限公司（以下简称南京中电）的 SE 电池与无锡尚德太阳能电力有限公司（以下简称尚德）的 PLUTO 电池。PESC（钝化发射极背接触）电池于 1985 年问世，可以做到大于 83% 的填充因子和 20.8%（AM1.5）的效率。PERC 电池用背面点接触来代替 PESC 电池的整个背面铝合金接触，这种电池达到了约 700mV 的开路电压和 22.3% 的效率。PERL 电池在背面接触点下增加一个浓硼扩散层，以减小金属接触电阻。典型的 PERL 电池结构如图 2-10 所示。在 1.02μm 波长的单色光下，PERL 电池的转换效率达到 45.1%。这种电池在 AM0 下效率也达到了 20.8%。尚德的 Pluto 技术就是以 PERL 技术为基础，不仅降低了电池单元表面的光反射，而且在阳光不直接照射的时段也能集光。此外，通过使电池单元表面的布线图案微细化，从而扩大了受光面积。

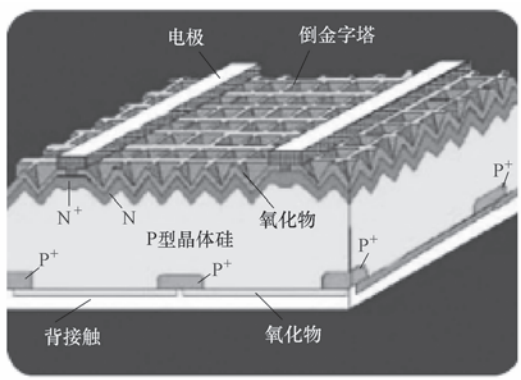


图 2-10　钝化发射极背局部扩散（PERL）电池结构

2）HIT 电池。HIT 太阳电池主要由日本三洋公司生产，HIT（Hetero-junction with Intrinsic Thin-layer）结构就是在 P 型氢化非晶硅和 N 型氢化非晶硅与 N 型硅衬底之间增加一层非掺杂（本征）氢化非晶硅薄膜。采取该工艺措施后，

改变了 PN 结的性能，如图 2-11 所示。2009 年 5 月三洋电机（Sanyo Electric）发表研发阶段中的 HIT 太阳电池，转换效率可达 23%。同时，该公司于 2009 年推出了 HIT-N230 组件，其转换效率高达 20.7%，开路电压达到 719mV，并且全部工艺可以在 200℃以下实现，是目前效率最高的电池组件之一。

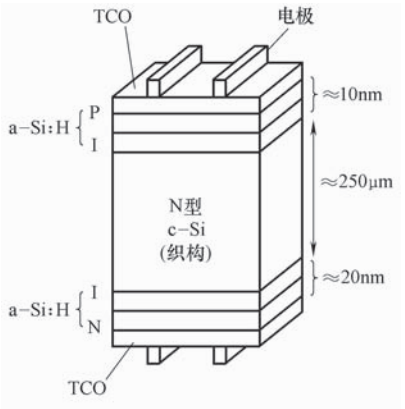


图 2-11　HIT 电池结构

HIT 电池融合了晶体硅和薄膜沉积技术，但是由于不是纯粹的薄膜电池，中间采用了 200μm 数量级的 N 型晶体硅，硅料成本方面并没有明显下降。

3）PCC 电池。美国 SunPower 公司利用点接触（Point-contact cell，PCC）及丝网印刷技术，研制出背面点接触太阳电池，效率为 20%，并通过进一步改进，使效率达到了 21.5%。该电池采用 N 型的 PV-FZ 硅材料作为衬底，要求的载流子寿命在 1ms 以上（一般 P 型硅片的少子寿命在 10μs 数量级）。电池正表面呈黑色没有任何电极遮挡，并通过光刻制成的随机金字塔（绒面）结构及减反射膜的设计来提高电池的陷光效应，可以高达 93%，即降到 7% 的反射比（AM1.5）。典型的背接触电池结构如图 2-12 所示。较为出色的陷光、钝化效果，以及采用了可批量生产的丝印技术代替了昂贵的光刻，使 SunPower 的背接触电池成为新一代高效背接触硅太阳电池的典型代表。

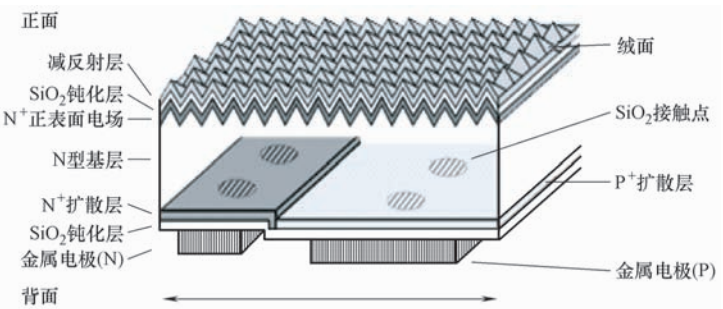


图 2-12　背接触电池结构

2010 年，该电池又取得了新的进展，经 NREL 证实，SunPower 公司在其菲律宾工厂生产的太阳电池转换效率已达 24.2%。SunPower 公司于 2010 年与台湾友达光电（AUO）签订了联合制造伙伴关系，在马来西亚建设新的工厂，以降

低其下一代电池生产成本，预计新的公司产能将于2013年扩大至1.4GW。

2. 薄膜太阳电池

薄膜太阳电池由沉积在玻璃、不锈钢、塑料、陶瓷衬底或薄膜上的几微米或几十微米厚的半导体膜构成。由于其半导体层很薄，可大大节省电池材料，降低生产成本。

薄膜太阳电池的主要特点如下：

1）生产成本低，制造工艺简单，可连续大面积生产。薄膜太阳能电池的主要原材料（如玻璃等）价格低廉，多采用溅射制备技术，所需的薄膜材料损耗量很少，其生产成本仅为晶硅电池的1/3。另外，薄膜电池与液晶面板工艺相类似，可充分利用液晶面板成熟的工艺技术，实现可连续、大面积、自动化批量生产。

2）弱光性好，发电量高，能量偿还周期短。薄膜电池弱光响应和温度系数优于晶硅电池，相同额度功率下薄膜电池实际输出功率高于晶硅电池的10%～15%。由于制造薄膜电池能耗低，且电池发电量大，其能量偿还时间约为1～1.5年，而晶硅太阳电池则需2～3年。

3）美观、大方，便于与建筑集成。当电池组件作屋面和墙面时，电池组件的颜色与建筑物的颜色比较容易匹配，美化了室内外环境，加上精细、整齐的激光切割线，使建筑物更加美观、大方。同时，柔性衬底的电池，可直接应用于具有曲面等不平坦的建筑表面上，这是晶硅电池所不能比拟的。

从图2-3看出，已经产业化的薄膜太阳电池主要是硅基薄膜太阳电池和化合物薄膜太阳电池。化合物薄膜太阳电池以CdTe、$CuIn_{1-x}Ga_xSe_2$（CIGS，铜铟镓硒）为代表。

由于制造工艺简单、成本低、不需要高温过程、衬底选择余地大、适于大面积生产等特点，在20世纪80年代中后期，非晶硅太阳电池所占市场份额曾达到20%。但由于其受本征及非本征衰减大等问题困扰，加之市场规模小，多晶硅原材料价格急剧下滑，发展受到限制。科学家们从20世纪80年代开始研究开发效率转换率高的化合物薄膜电池，其效率一般在10%以上，甚至达到20%，但因成本高，部分元素有污染等问题，使推广受到限制。

薄膜太阳电池的种类如下：

（1）硅薄膜太阳电池　硅薄膜太阳电池是由气相沉积形成的，目前已被普遍采用的方法是等离子增强型化学气相沉积（PECVD）法。此种制作工艺可以

连续在多个真空沉积室完成，从而实现大批量生产。由于硅薄膜材料的光吸收能力大于晶硅材料，电池可以采用厚度只有几百纳米到微米量级的硅薄膜作为吸收区，在节省材料方面具有明显优势。最早的硅薄膜太阳电池是非晶硅太阳电池，存在的主要问题是材料结构较差，效率偏低并具有明显的光致衰退效应。为提高电池的效率和稳定性，叠层电池技术已成为硅薄膜太阳电池的技术热点。叠层技术将具有不同带隙吸收区的太阳电池自上而下按带隙由大到小的顺序排列，分别吸收不同波段的太阳光，构成在电学上串联运作的多结电池。理论上，叠层电池结构由于提高了开路电压而能获得更高的转换效率。通过改变硅薄膜材料的组分或内部结晶状态，可以调节带隙，从而改善与太阳辐射光谱间的匹配度，提高转换效率，但也受到电流匹配和界面损耗的限制。目前，叠层硅薄膜太阳电池包括非晶硅/非晶硅叠层、非晶硅/微晶硅叠层以及非晶硅/非晶硅锗叠层。叠层电池技术虽然提高了硅薄膜太阳电池的性能，但也增加了生产工艺的复杂性，成本相对较高（包括设备成本和工艺成本）。从产业化的观点来看，其未来的发展仍然取决于性价比。

硅基薄膜太阳电池的结构如图 2-13 所示。图 2-13a 所示为柔性衬底材料的单结薄膜电池，图 2-13b 所示为刚性玻璃上的薄膜电池结构，图 2-13c 和图 2-13d所示为双结和三结电池结构。硅基薄膜电池的制备工艺主要是化学气相沉积技术，分为射频等离子体增强的化学气相沉积、甚高频等离子体增强的化学气相沉积、热丝化学气相沉积、热丝催化等离子体化学气相沉积、微波等离子体化学气相沉积、脉冲等离子体化学气相沉积，电池生产工艺分为单室多片、多室单

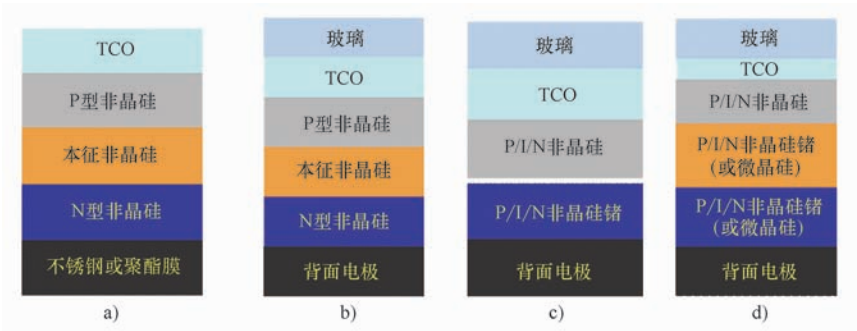


图 2-13　硅基薄膜太阳电池结构示意图

a）不锈钢衬底单结电池　b）玻璃衬底单结电池

c）玻璃衬底双结电池　d）玻璃衬底三结电池

片和连续卷对卷技术。设备供应商主要有 Oerlikon、Applied Material、Ulvac、Evatech、Leyhold optics、EPV、Energosolar、BudaSolar、Nano PV、华基光电能源控股有限公司、北京北仪创新真空技术有限责任公司、蚌埠市普乐新能源有限公司和苏州思博露光伏能源科技有限公司等。这意味着硅基薄膜太阳电池从设备到工艺技术已经相对成熟。

在研发方面，2009 年，美国 United Solar 公司创造了柔性硅基薄膜太阳电池的最高效率，该公司采用 a-Si/nc-Si/nc-Si 三叠层结构在 0.27cm^2 面积上得到的转换效率达到 12.5%。产业化硅基薄膜太阳电池有单结、双结和三结结构，光电转换效率分别为 5% ~7%、6% ~9% 和 7% ~12%，主要生产企业有美国的 United Solar 公司，日本的 Kaneka、Sharp、Sanyo、三菱公司等，中国的汉能控股集团有限公司、创益太阳能控股有限公司和保定天威薄膜光伏有限公司等。

（2）CIGS 薄膜太阳电池　CIGS 是一种Ⅱ-Ⅵ族化合物半导体。这类半导体材料与Ⅲ-Ⅴ族半导体材料一样，可以通过调整化合物的组分来调整带隙，并且是直接带隙的，光吸收系数大。更主要的，CIGS 的电活性对晶界不敏感，多晶材料就具有很好的光伏性能，因此非常适合采用低成本的薄膜化技术制备，而无需昂贵的外延设备。事实上，由于与太阳光谱的匹配可调整优化，CIGS 太阳电池是目前薄膜太阳电池中转换效率最高的。典型的 CIGS 电池结构如图 2-14 所示。2010 年 10 月，德国太阳能和氢能研究中心（ZSW）在 0.5cm^2 的面积上创造了 20.3% 的世界效率。这个效率也是薄膜类太阳电池中最高的。但是，CIGS 四元相图比较复杂，具有优异光伏性能的材料的稳定区间窄，大面积薄膜沉积的均匀性很难控制，因此 CIGS 太阳电池的制备难度较大，产业化效率只有 12% ~13%。而且，电池结构中采用 CdS 层，Cd 元素毒性大，控制不好对环境有毒化影响，In、Ga 均为稀有元素，In 为战略储备物资。与硅基薄膜电池不同，CIGS 电池专业的设备供应商还很少，而且到目前为止还没有成功量产化的案例，这需要生产者的团队具备较强的工艺技术实力，以及设备开发与整合能力。被认为是发展最好的日本 Solar Frontier 公司的设备和工艺都是自主开发的，设备不在市场销售。我国的企业基本是花大价钱购买国外制造设备，但设备不代表工艺技术，也就意味着不一定能

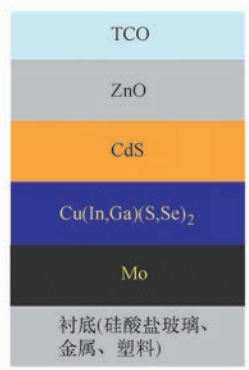


图 2-14　CIGS 电池结构示意图

成功量产。然而 CIGS 太阳电池弱光特性好、抗辐射能力强，技术成熟后，制造成本和能量偿还期将远低于晶硅太阳电池。因此 CIGS 太阳电池仍不失为一种有很大发展潜力的薄膜电池。目前，我国从事 CIGS 电池的主要企业是山东孚日光伏科技有限公司，目前已经有 30MW 的生产线。并且有多家企业准备进入该领域。

（3）CdTe 薄膜太阳电池　碲化镉也是Ⅱ-Ⅵ族化合物半导体，具有与太阳光谱最匹配的直接光学带隙和高吸收系数，能够在 2μm 的厚度内实现对能量大于带隙的光子的充分吸收。这使得 CdTe 成为薄膜太阳电池引人注目的吸收层材料。同 CIGS 一样，CdTe 的电活性对晶界也不敏感，薄膜结构稳定，可靠性好，并且采用常规多晶薄膜淀积技术就可以方便地淀积在玻璃衬底上，工艺简单，能耗和材料消耗都比较低，并且易于实现大面积集成化的电池组件。CdTe 电池结构如图 2-15 所示。NREL 在 2001 年创造了 CdTe 太阳电池的世界效率，转换效率在 1cm^2 面积上达到 16.7%。CdTe 太阳电池的主要优势体现在成本方面，美国 First Solar 公司采用其独有技术，已将 CdTe 太阳电池做成了目前各类产业化电池中成本最低的一种。所以，CdTe 太阳电池有望在实现低成本光伏发电的目标方面作出贡献。尽管 CdTe 化合物本身具有较好的稳定性，但 Cd 是剧毒元素，Te 的储量有限，在生产过程中需要严格控制，避免对环境造成污染。在 CdTe 太阳电池应用方面，也需要对可能产生的环境污染问题作深入的防患考虑。生产企业主要有美国的 First Solar、BPsolar、EPIR Tecieshnolog，德国的 Antech 和 Siemens，日本的 matsushita battery，中国的四川阿波罗太阳能科技有限责任公司和龙焱能源科技（杭州）有限公司等。由于制造技术主要集中在美国和德国，市场上没有专业的设备供应商，限制了其全球范围的大规模生产。可见如果没有自主开发的核心技术，短时间内很难成功实现 CdTe 薄膜电池的规模化生产。

图 2-15　CdTe 电池结构示意图

美国 First Solar 公司成立于 1987 年，最初只生产非晶硅薄膜电池，1990 年开始转移到 CdTe 电池，1992 年制造出了第一个 120cm×60cm 的光伏组件，随后发展建立 10MW 的生产线。2004 年年底产能达到了 25MW。最早供应到市场的组件效率为 6.2% ~6.9%，面积约为 0.72m^2。产品良率逐年上升，从 2003 年的

70%到2007年的90%，预计到2015年产品良率将提升到95%。与此同时，随着技术的进步，美国First Solar公司每条生产线的产能已经增加到60MW，效率提高到了11%，成本降低到了0.7美元/W左右。预计到2013年每条生产线的产能将达到69MW，CdTe薄膜厚度减薄到1.8μm，效率达到11.7%，制造成本锐减到0.66美元/W，稀有元素Te的用量从2007年的260t/GW将下降到120t/GW。在2011年5月欧洲大型光伏展览中，First Solar公司宣布随着在德国新工厂的建立，其产能达到里程碑式的4GW。

3. 聚光太阳电池

聚光太阳电池是［聚光太阳电池（Concentrator Photovoltaic）］+［高聚光镜面菲涅耳透镜（Fresnel Lenes）］+［太阳光追踪器（Sun Tracker）］的组合，其太阳能能量转换效率可达31%～41.6%。虽然转换效率高，但是由于向阳时间长，过去用于太空产业，现在搭配太阳光追踪器可用于发电产业，不适用于一般家庭。按聚光模块聚光强度的不同，可以分为低倍率、中倍率、高倍率聚光器，见表2-2。

表2-2 不同聚光强度的CPV系统对其他各模块的要求

类型	聚光倍数	电池类型	电池冷却模块	太阳追踪模块
低倍率CPV	2～100倍	传统硅电池	被动冷却	不需主动追踪
中倍率CPV	100～300倍	硅电池或多结电池	主动冷却	双轴追踪系统
高倍率CPV	300倍以上	高密度多结电池	大容量冷却	高精度追踪系统

聚光太阳电池是以GaAs为基础发展起来的高效电池。通过调整Ⅲ-Ⅴ族化合物的组分可以调整带隙。而通过可以精确控制外延层平整度及厚度的金属有机化学气相淀积（MOCVD）技术可以将这些不同带隙的Ⅲ-Ⅴ族半导体材料外延生长在Ge衬底上，从而开发出效率很高的叠层电池。目前，GaInP/GaInAs/Ge三结叠层电池是研究最广泛的一种，其最高效率为32%，由美国光谱实验室（Spectrolab）2003年在大约4cm^2的面积上创造。而2009年日本夏普（Sharp）公司开发的GaInP/GaAs/GaInAs三叠层太阳电池在0.88cm^2的面积上获得了35.8%的转换效率。Ⅲ-Ⅴ族化合物太阳电池的高效率来源于这些化合物材料具有直接带隙，光吸收系数大，而且通过叠层结构拓宽了与太阳光谱的匹配度。但是，Ⅲ-Ⅴ族化合物光伏材料本身价格很高，太阳电池生产需要的MOCVD外延设备也相当昂贵，作为常规化石能源的替代者会受到性价比的限制。尽管如此，

Ⅲ-Ⅴ族化合物太阳电池却具有高效率、耐高温、抗辐射损伤等不可替代的优势，这使其在空天和军事应用领域备受重视。在地面应用中为降低成本，若采用聚光方式，也可以减小大面积电池片的消耗，适度提高性价比，有潜力在高日照度的边远缺电地区获得应用。2009 年，美国 Spire 公司开发的 GaInP/GaInAs/Ge 三叠层电池在 0.3cm^2 的面积上 364 倍聚光条件下创造了 41.6% 的转换效率的世界纪录。

4. 其他太阳电池技术

（1）染料敏化太阳电池（DSSC） DSSC 是一种新型的基于氧化还原反应的化学电池，主要是模仿植物的光合作用，由纳米多孔半导体薄膜负极（TiO_2、SnO_2、ZnO 等）、染料敏化剂、氧化还原电解质、镀铂正极和导电衬底等几部分组成。染料分子受太阳光照射后由基态跃迁至激发态，将电子注入纳米多孔半导体的导带中，然后扩散至导电基底流入外电路，处于氧化态的染料被电解质还原再生，电解质变成氧化态，氧化态的电解质再在正极处接受电子被还原，完成一个循环。DSSC 的主要优势是：原材料丰富、成本较低、工艺技术相对简单，同时所有原材料和生产工艺都是无毒、无污染的，部分材料可以得到充分的回收，对保护环境具有重要的意义。自从 1991 年瑞士洛桑高工（EPFL）的 M. Grätzel 教授领导的研究小组在 DSSC 上取得 7.9% 的突破性效率以来，欧、美、日等发达国家和地区投入了大量资金进行研发。日本夏普公司 2005 年在 1cm^2 的面积上获得了 10.4% 的转换效率。限制 DSSC 效率的主要因素在于，染料的光吸收具有选择性，并且单层染料只能吸收很少的太阳光，多层染料又会阻碍电子的传输；DSSC 目前在大面积均匀性和稳定性方面也还存在问题。提高稳定性需要将电解质从传统的液态转换成固态，高性能固态电解质还有待开发。

（2）下一代超高效太阳电池 在 20 世纪 60 年代初，W. Shockley 和 H. J. Queisser 就分析了基于单 PN 结的常规太阳电池的理论最高转换效率大约为 30%，这被称为 Shockley-Queisser 极限，其余 70% 的太阳光能量要么没有被吸收，要么被吸收后转变成了热量。为了突破 Shockley-Queisser 极限，国际上很多研究机构都在致力于下一代超高效太阳电池的研究。这类超高效太阳电池基于纳米技术、量子技术、能带工程、掺杂工程等，与常规电池相比具有不同的太阳电池概念和结构，能够实现对太阳光谱的宽（全）光谱吸收，同时减小载流子的热弛豫损失。这方面的研究热点包括热载流子太阳电池、多激子太阳电池、杂质中间带太阳电池、波长上下转换太阳电池等。例如，热载流子太阳电池，理论上

其转换效率可以接近 86.8% 的卡诺极限。到目前为止，这方面的研究仍处于活跃的基础研究阶段。这类太阳电池一旦实现应用，光伏发电成本将大大降低，光伏能源的大规模利用将很快到来。

2.2 全球太阳能光伏发电产业发展现状与趋势

2.2.1 多晶硅

1. 产业规模

2008 年前，全球多晶硅企业主要以传统的七大企业为主（Hemlock、Wacker、REC、MEMC、德山、三菱、住友），它们占据全球 90% 以上的市场份额，在 2008 年之后，韩国 OCI 公司异军突起，产能急剧增大，2010 年已达到 2.7 万 t。2009—2010 年，我国多晶硅企业快速发展，其中保利协鑫能源控股有限公司（以下简称保利协鑫）2010 年产量已位居世界第三。据估算，2010 年全球多晶硅产量达到 16 万 t，主要多晶硅企业产量如图 2-16 所示。随着多晶硅市场需求不断升温，这些多晶硅企业凭借其技术和资金优势，也在加大布局，纷纷宣称计划扩大产能，预计这些国际大厂的产能将重攀新高。

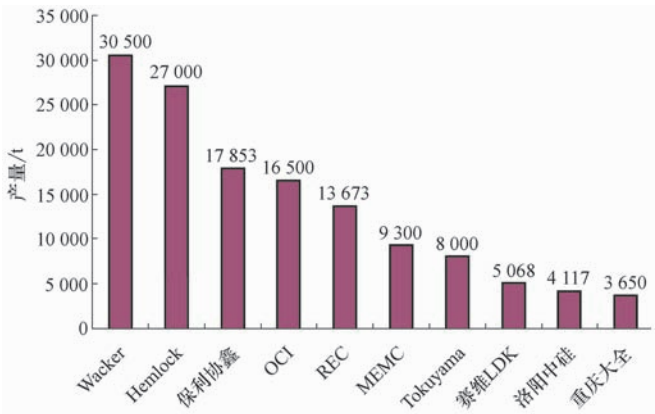


图 2-16 2010 年全球部分多晶硅企业产量

2. 发展特点

全球多晶硅材料生产呈现出以下几个特点：

1）生产成本较低。国外多家多晶硅企业本身就在化工集团内部或拥有自己的化工厂，化工材料来源丰富、价格低廉。此外，有的企业（如 Hemlock、Wacker 等）拥有自备电厂，电力成本较低。

2）产业集中度较高。经过多年的发展，由于技术等因素，国外多晶硅企业数量不多，主要集中在传统制造多晶硅的 7 家企业当中。这些企业规模大，技术水平高，生产成本低，市场占有率高。

3）生产技术水平较高，副产物实现循环利用。上述企业的生产技术水平高，综合能耗较低，副产物循环利用率较高，多数企业真正实现了闭环生产，物料的综合利用率明显比国内多晶硅企业高。

3. 发展趋势

1）单位太阳电池硅材料消耗量逐步降低。随着技术的进步，世界单位太阳电池硅材料消耗量正逐年降低，2008 年约为 8.5t/MW，2010 年下降到7.2t/MW，而我国英利绿色能源控股有限公司（以下简称英利）的硅材料消耗已降至 5.8t/MW。

2）全球多晶硅供给需求基本趋于平衡。2005 年国际多晶硅的短缺导致了国际多晶硅大企业积极扩产，其结果是，在 2007 年 4.2 万 t 产能的基础上，国外主流多晶硅企业在 2010 年约形成 11.4 万 t 生产能力。此外，加上我国生产能力的逐步释放，2011 年世界硅料供给趋于缓和并逐步走向平衡。

3）新工艺技术快速发展为调整竞争格局提供了机遇。近年来，在多晶硅生产工艺仍然以改良西门子法占据主要地位的同时，新工艺技术不断涌现。例如，高纯度 SiO_2 直接制取法；熔融析出法；还原或热分解工艺；无氯工艺技术，Al-Si 溶体低温制备太阳能级硅；熔盐电解法等。新工艺技术的不断成熟及产业化，将成为未来世界多晶硅产业格局变化的重要推动力。

2.2.2 晶硅电池

1. 产业规模

（1）全球晶硅电池片产能、产量　2010 年，全球晶硅电池片产能保持高速增长势头，已从 2009 年的 16 032MW 增长到 2010 年的 38 699MW，增长 141.4%，而产量也从 2009 年的 10 500MW 增长到 2010 年的 20 492MW，增长 95.2%，如图 2-17 所示。

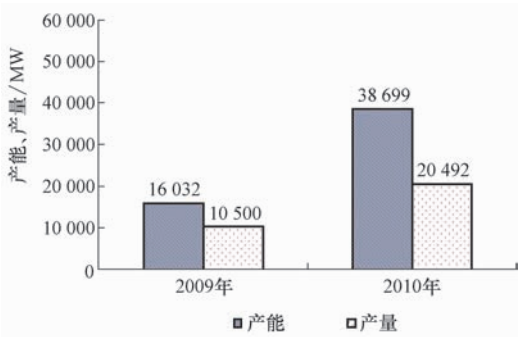


图 2-17　2009—2010 年全球晶硅电池片产能、产量情况

（2）全球晶硅电池组件产能、产量　2010 年，晶硅电池组件产能、产量也保持高速增长，组件产能已经从 2009 年的 13 636MW 增长到 2010 年的 31 699MW，增长 132.5%，产量从 2009 年的 8 128MW 增长到 2010 年的 17 082MW，增长 110.2%，如图 2-18 所示。

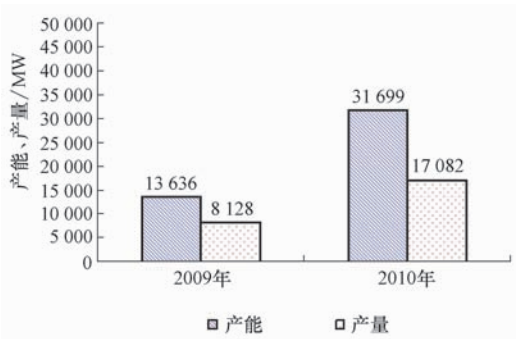


图 2-18　2009—2010 年全球晶硅电池组件产能、产量情况

2. 发展趋势

（1）专业化向垂直一体化的演变　产业的专业化程度是衡量一个产业是否成熟的标志之一。欧美国家对光伏发电技术的研究起步较早，在光伏技术上保持有一定的优势，企业的专业化程度也较高。光伏产业化发展始于 2005 年，在产业发展的初期，一体化发展易于整合光伏产业链上下游资源，以降低生产成本，提高产品竞争力。另外，光伏产业链较短，为光伏企业的一体化发展创造了良好的条件。我国大多数企业都选择垂直一体化发展，垂直一体化发展的企业电池组件的生产成本也明显低于其他企业。特别是在近几年，全球主要生产光伏产品的国家纷纷下调光伏补贴，推动光伏组件价格下调，以保证光伏系统集成商获取合理的内部收益率。这就需要光伏企业降低电池组件的生产成本，垂直一体化发展成为企业的首选。例如，之前一直专注于电池片生产的德国 Q-Cells 和我国晶澳在 2010 年也相继向组件环节发展；我国的尚德也从原先的电池组件向硅片环节发展；日本夏普、美国的 SunPower、德国的 SolarWorld 等企业除了继续增强其从硅锭到组件的业务之外，也相继向光伏系统集成方面发展。

（2）产业转移速度加快　光伏产业中下游的电池片/组件工艺日趋成熟，并已逐渐发展成为相对的劳动密集型产业。面对日益增加的组件成本下降诉求，全球晶硅电池组件制造企业加速向资源丰富、要素成本低、市场潜力大的地区转移。美国的 SunPower 公司 2010 年在马来西亚开设新的电池制造工厂；德国 Q-Cells 公司也已在马来西亚建立了电池片制造工厂；日本京瓷公司在我国天津地区建设的工厂已于 2010 年开工，并且在墨西哥的工厂也于 2010 年 12 月投产；而我国台湾地区的光伏企业纷纷将电池组件制造业务往大陆地区转移。

（3）其他行业纷纷涌入　鉴于光伏产业的良好发展前景及大半导体工艺的兼容性，大批传统集成电路及平板显示企业（如台湾积体电路制造股份有限公司（以下简称台积电）、台湾友达、韩国 LG 和三星等）开始涉足光伏领域。台积电在 2010 年以 62 亿台币收购了台湾电池生产厂商茂迪 20% 的股份，成为其最大的股东，其后又以 16.5 亿台币入股美国 CIGS 薄膜电池厂 Stion 公司，并于 2010 年年底在台湾建立 CIGS 薄膜电池工厂。鸿海集团则计划投资 20 亿元人民币用于太阳电池和组件业务。由于平板显示技术的 TFT 沉积工序可直接用于薄膜太阳电池的生产，台湾友达、韩国 LG 和三星等全球最大的几家平板生产厂商，也开始凭借其在平板领域的优势，进入光伏行业。2010 年，台湾友达出资 3.5 亿美元与 SunPower 公司在马来西亚建厂，并计划投资 730 亿台币在台湾兴建太阳电池生产基地；韩国 LG 计划在 2015 年之前投资 8.28 亿美元用于发展太阳电池业务；韩国三星计划于 2020 年前，投资 6 兆韩元用于发展晶硅和薄膜电池业务。这些传统的半导体厂商资金雄厚，凭借其在半导体制造技术、运营管理及销售渠道等方面的优势，将会对当前的光伏产业格局造成一定的影响。

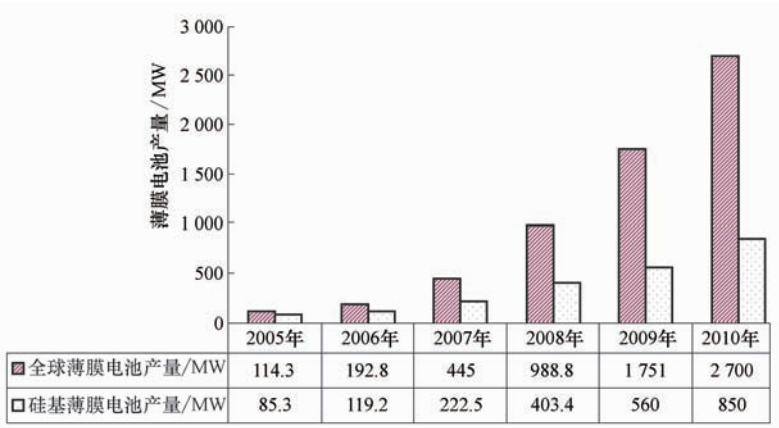
（4）组件厂商纷纷向系统集成延伸　系统集成的作用，就是按照客户的要求，提供包括产品和技术选择，争取政府政策补贴和项目融资，跟踪维修等全方位的个性化服务，一方面通过打通产业链，促进项目落成；另一方面，通过优化资源配置，降低整体成本。因此，为了更好地控制成本，很多光伏组件企业纷纷向下游的系统集成拓展。我国的苏州阿特斯阳光电力科技有限公司（以下简称阿特斯）将与 Unirac 公司合作为加拿大的住宅和商业客户安装 30MW 屋顶太阳能系统，阿特斯将负责项目设计采购施工（EPC）的总承包服务，Unirac 公司则提供支架技术。尚德的系统集成团队已经承建了一系列集成太阳能发电系统，包括北京辉煌净雅大酒店 120kW 幕墙、无锡机场 800kW 光伏幕墙项目及坐落在无锡的 1MW 的光伏系统一体化建设的尚德电力总部大楼。同时，利用投资基金 GSF（投资全球各地非上市太阳能公司的投资基金）支持各地系统集成项目，拉动下游需求。美国 SunPower 公司在 2010 年与南加州爱迪生公司合作，在加州修建并运营 3 座太阳能电站，总装机容量达到 711MW。德国 SolarWorld 公司于 2010 年在收购 Solarparc AG 的过程中也获得了 90% 的股份转换增加，继续增强 SolarWorld 公司在系统集成方面的业务。日本 Sharp 公司于 2010 年以 3.05 亿美元收购美国 Recurrent Energy 公司的股份，继续拓展其在美

国的系统集成业务。

2.2.3 硅基薄膜电池

1. 产业规模

全球硅基薄膜电池产量随着光伏市场的发展也逐年增加。2005—2010 年全球的薄膜电池及硅基薄膜电池产量如图 2-19 所示。硅基薄膜电池在薄膜电池中的比重呈下降趋势，已从 2005 年的 74.6% 下跌到 2010 年的 31%。2010 年硅基薄膜电池产量达到 850MW，其中日本的硅基薄膜电池产量达到 220MW，我国的硅基薄膜电池超过 300MW 的规模。在 2010 年，尚德和美国应用材料公司（Applied Materials，AMAT）相继宣布放弃薄膜电池业务转投晶硅电池，日本三洋和夏普也一度推迟了其旗下的硅基薄膜电池生产任务，这给硅基薄膜电池的发展蒙盖了一层阴影。但在 2010 年下半年，薄膜设备厂欧瑞康宣布其新生产线实现了 10% 的转换效率和 0.5 欧元的生产成本，这无疑给硅基薄膜电池注入了一针强心剂。



	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
全球薄膜电池产量/MW	114.3	192.8	445	988.8	1 751	2 700
硅基薄膜电池产量/MW	85.3	119.2	222.5	403.4	560	850

图 2-19　2005—2010 年全球薄膜电池和硅基薄膜电池产量

2. 产业动态

（1）应用材料暂停薄膜设备业务　美国应用材料公司作为全球最大的非晶硅薄膜设备供应商之一，一度成为业内非晶硅薄膜电池设备技术的顶尖代表。2010 年 7 月，其公布了连续出现营业赤字的能源及环境解决方案部门的重组计划，宣布将停止向新客户销售 SunFab 系列整套非晶硅薄膜技术及设备，并将业务重点从薄膜技术转向晶硅及发光二极管的制造设备和技术发展上。但是美国应

用材料公司还继续向薄膜太阳能制造商销售各种必要工具，包括化学气相沉积和物理气相沉积的设备，也仍将继续推进薄膜电池产品的效率以及气相沉积的产率方面的研发。

（2）尚德放弃薄膜改投晶硅电池生产线　尚德于2010年8月关闭在上海基地建设的硅基薄膜电池，改投晶硅电池生产。在放弃上海薄膜工厂之前，尚德曾于2007年5月宣布投资3亿美元发展薄膜电池，并计划在2010年形成400MW的产能。但此后的国际金融危机让尚德终止了对薄膜电池的投入。2009年，尚德上海薄膜电池工厂的产量只有20MW，而同期尚德的晶硅电池的产量高达704MW。该公司的负责人曾公开表示，薄膜电池与晶硅电池相比，主要是转换效率太低，普遍在7%左右，而无锡尚德的晶硅电池转换效率已经达到了19.12%，为国际领先水平。

（3）三洋推迟薄膜电池生产　日本三洋公司于2010年8月宣布暂缓该公司生产薄膜太阳电池的计划，而将精力集中在其原有晶硅电池产品的效率提高和市场占有率上。据该公司披露的信息显示：自从三洋太阳能公司由三洋电器和日本石油公司在2009年1月联合成立以来，光伏市场发生了较大的变化。晶硅电池由于原材料成本降低而成品价格直线下降，大大削弱了薄膜电池的竞争优势。因此，三洋和日本石油公司得出结论，三洋太阳能应该暂缓其母公司的生产扩张计划而将重点转移到提高公司市场竞争力上去。

2.2.4　CIGS薄膜电池

1. 产业规模

虽然CIGS薄膜电池的实验室效率是目前产业化的几种薄膜电池中最高的，但由于其生产工艺较难控制，其产业化进展较为缓慢，目前投入规模化生产的仅有德国、美国和日本等国家的一些企业，产能也较低。图2-20所示为2007—2009年全球CIGS薄膜电池的产量情况。

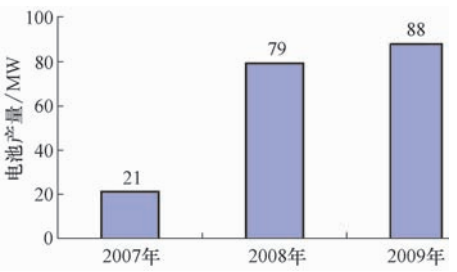


图2-20　2007—2009年全球CIGS薄膜电池产量

2. 产业动态

（1）柔性CIGS组件通过UL认证　柔性太阳能光伏技术在2010年获得了UL认证。SoloPower公司的柔性

CIGS 组件获得了美国保险商实验室（Underwriter Laboratories Inc，UL）的认证，这是薄膜行业首次取得这样的成果。这也是首批进入欧洲和北美市场的大功率柔性组件中获得 UL 认证的产品。UL1703 标准认证是一项衡量光伏组件安全生产的标准，柔性薄膜组件将在一处独立实验室中接受 UL1703 标准测试，产品在经历一系列严苛的测试之后才会被授予 UL 认证。SoloPower 还表示其进行过大量的内部测试，在安全性、质量和可靠性方面都比 UL 测试的标准更加严格。

（2）转换效率取得突破　德国太阳能和氢能研究中心（ZSW）使用共蒸镀（co-evaporation）技术制造的 CIGS 电池，实验室的光电转换效率达到 20.3%。此次创造纪录的 CIGS 太阳电池面积为 0.5cm^2，厚度为 4μm。这项新纪录将 CIGS 与多晶硅太阳电池的实验室效率差距缩小到只有 0.1%。但该实验室负责人表示高效率 CIGS 薄膜电池的商业化生产还要有一段时间。ZSW 预计在未来几年普通 CIGS 电池的效率将从目前的 11% 提高到 15% 左右。目前 ZSW 正与 WürthSolar 公司合作开发 CIGS 电池技术。同时，NREL 在一项独立进行的测试中也证实美国 MiaSolé 公司生产的 CIGS 薄膜电池（尺寸为 1m^2）效率达到了 15.7%。在产业方面，德国 Solibro 公司（已被汉能收购）在 2012 年年底 CIGS 薄膜产品量产转换效率已达 14.7%。

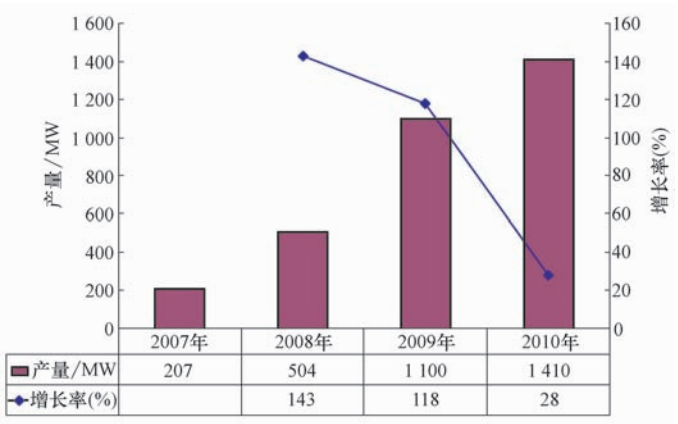
（3）主要厂商纷纷涉足 CIGS 电池领域　台积电通过收购美国 Stion 的部分股权，与 Stion 结成策略联盟，由 Stion 提供技术，台积电负责生产，目标是成为全球产能前五的 PV 厂。台积电认为，CIGS 因低成本等优势，成长率将最高，到 2015 年的年复合成长率将达 115%。台湾升阳兴股份有限公司则是通过转投资的新能光电科技有限公司，引进德国制造商 Centrotherm 的设备，目前已引进第一条 35MW 生产线。德国 Q-Cells 公司自 2009 年全部收购 CIGS 厂商 Solibro 公司后，于 2010 年 6 月 11 日宣布，大规模生产的 CIGS 薄膜模块光电转换效率达到 13.05% 的纪录。该纪录也得到德国弗朗霍夫（Fraunhofer）研究院的确认。

（4）企业纷纷扩产　在 2010 年全球光伏市场的带动下，各主要 CIGS 厂商纷纷扩产。美国 SoloPower 公司在 2010 年年初宣布将在俄勒冈州威尔逊维尔（Wilsonville）建设一座 75MW 生产基地，这座 CIGS 柔性组件工厂完工后将配有 4 条生产线，总产能将达到 300MW，该计划总耗资约 3.4 亿美元。日本 Showa（昭和壳牌）目前已拥有 2 座年产能分别为 20MW 和 60MW 的 CIS 太阳电池厂，并于 2009 年 9 月在日本宫崎县兴建年产能达 900MW 的太阳电池新工厂（国富工厂）。

2.2.5 碲化镉薄膜电池

1. 生产规模

美国 First Solar 公司主要生产碲化镉薄膜电池组件，自 2002 年涉足光伏模块业务以来，其制造能力一直稳步上升。2005 年，公司年产率达到 25MW。之后几年，公司继续扩大规模，至 2010 年电池组件产能达到 1.5GW，产量达到 1.41GW，位居全球太阳电池组件产量次席。该公司 2007—2010 年电池产量如图 2-21 所示。



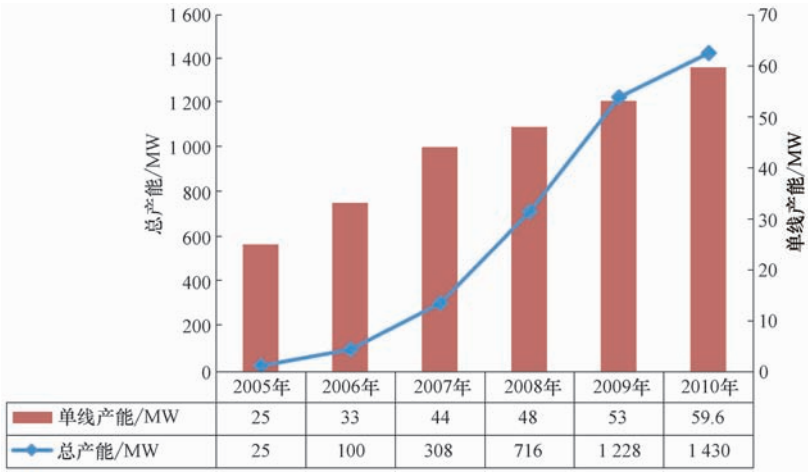
	2007年	2008年	2009年	2010年
产量/MW	207	504	1 100	1 410
增长率(%)		143	118	28

图 2-21 First Solar 公司 2007—2010 年电池产量情况

2010 年，First Solar 公司投入生产的生产线有 24 条，分别是马来西亚 16 条、德国 4 条和美国 4 条。而新增的生产线（马来西亚的 8 条、德国的 4 条和法国的 2 条）正在抓紧建设，2010 年又宣布在越南和美国新建两处生产基地，这两座工厂各拥有 4 条生产线。届时，该公司产能将在目前 24 条生产线的基础上扩大几乎一倍，达到 46 条。同时，每条生产线的产能也在持续增大，在 2010 年第三季度，每条生产线的产能已达到 59.6MW。届时，该公司产能将达到 2 742MW。First Solar 公司的产能扩张情况如图 2-22 所示（据 First Solar 公司最新的财报显示，目前每条生产线的产能达到 62.6MW）。

2. 生产成本

受益于技术的不断进步，First Solar 公司的生产成本逐年下降。在 2008 年第四季度，该公司的成本已经跌破 1 美元/W，降至 98 美分/W，而在 2009 年再次下跌 14%，降至 84 美分/W。在 2010 年第三季度，其生产成本已经降至 76 美分/W，在第四季度，又降至 75 美分/W。从图 2-23 所示的数据可以看出，其生产成本的变化近乎直线下降，每个季度平均下降 2.5 美分。据 First Solar 公司在 2011 年公



	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
单线产能/MW	25	33	44	48	53	59.6
总产能/MW	25	100	308	716	1 228	1 430

图 2-22　First Solar 公司产能扩张情况

布的最新路线图（roadmap）表明，到 2014 年，预计每瓦的生产成本将降至52 ~ 63 美分。

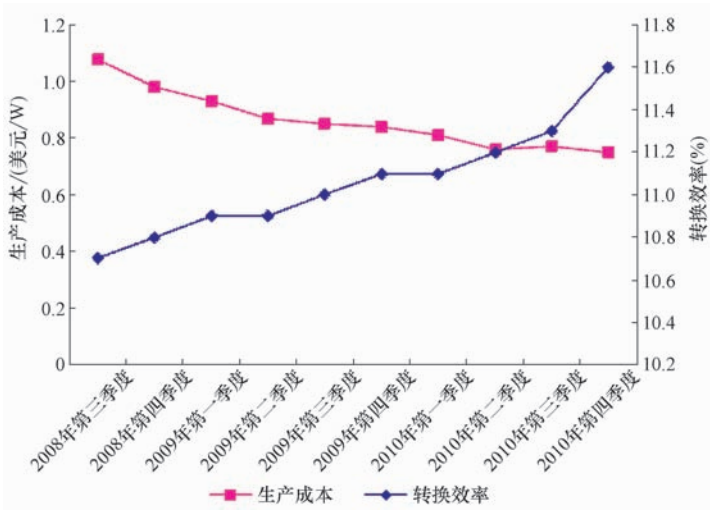


图 2-23　First Solar 公司碲化镉电池转换效率和生产成本发展情况

2.3　全球太阳能光伏发电成本现状及前景

2.3.1　发电成本现状

太阳能光伏发电成本结构如图 2-24 所示。随着技术的不断创新与进步，规模化生产技术的发展，光伏产品成本将逐渐下滑。

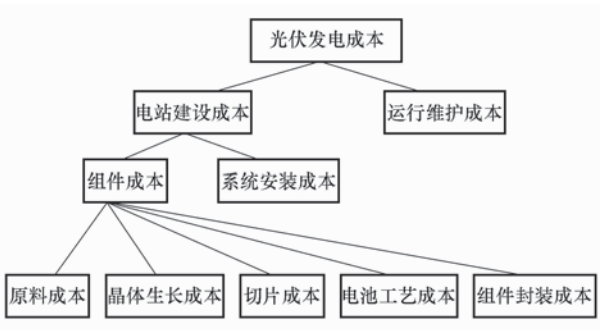


图 2-24　太阳能光伏发电成本结构

多晶硅售价曾经在 2008 年突破 400 美元/kg，目前已经下降至 30 美元/kg，价格下滑了 92.5%。光伏组件在 2008 年的平均售价是 5 美元/W，现在已跌落至 1.4 美元/W，价格下滑了 72%，光伏发电成本也大幅下滑。在日照充足的地区，在一定的电价补贴下，可以获得很好的投资回报率。

2.3.2　发电成本展望

光伏装机在欧洲国家，特别是德国和意大利得到迅猛的发展，主要是由于欧洲国家本身能源较为匮乏，电费价格较高，亟待通过发展光伏等可再生能源逐渐缓解其能源危机。据公布的数据显示，2009 年下半年，欧盟 27 国平均电价（配电侧）为 0.165 欧元/(kW·h)。电价最高的国家为丹麦和德国，分别为 0.255 欧元/(kW·h) 和 0.229 欧元/(kW·h)。德国 2011 年各种装机容量所对应的光伏上网电价（发电侧）补贴、对应的系统安装成本和内部回报率情况见表 2-3。德国的上网电价和居民用电 0.229 欧元/(kW·h) 相比，差别并不大。特别是德国在 2010 年所提出的，到 2020 年可再生能源发电量应占德国电力消耗总量的 35%，2030 年和 2050 年分别达到 50% 和 80%，并且德国民众目前极力反对使用核电，因此为了实现德国的可再生能源目标，他们有足够的动力发展光伏发电。

表 2-3　德国光伏上网电价、系统安装成本和内部回报率情况

电站容量 /kW	上网电价 /[欧元/(kW·h)]	系统安装成本 /(欧元/kW)	内部回报率 (%)
<30	0.287 4	2 700	10.56
30 ~ 100	0.273 4	2 200	10.33
100 ~ 1 000	0.258 7	2 150	10.33
>1 000	0.215 7	1 900	10.25

随着近几年光伏产业规模的不断扩大，光伏发电成本也快速下降，世界各国也纷纷调整其光伏装机预期。表 2-4 所示为世界主要国家或地区的光伏装机规划情况。

表 2-4　世界主要国家或地区的光伏装机规划情况

（单位：GW）

国家或地区	2004 年	2010 年	2020 年原定目标	2020 年调整后目标
日本	1.2	3.6	14	28
欧洲	1.2	28	40	100～400
美国	0.34	3	36	350
中国	0.065	0.8	1.6	20～100
世界	4	38.9	200	500～1 000

1. 欧洲

EPIA 在 2010 年 4 月发布的“Set for 2020”中预计，欧洲在基本、加速和理想的发展模式下，到 2020 年，光伏发电占据欧洲电力的比例分别达到 4%、6% 和 12%，所对应的光伏累计装机容量分别为 100GW、200GW 和 400GW。

2. 日本

2009 年日本公布了“PV2030 Plus”，将规划目标在 2004 年“PV2030”的基础上重新作出调整，将预期的商业化目标和技术突破的目标提前了 3～5 年，计划到 2017 年将效率指标提高到 20% 以上，发电成本下降到 14 日元/(kW·h)［相当于 1 元/(kW·h)］，2025 年效率提高到 22%，发电成本下降到 7 日元/(kW·h)［相当于 0.5 元/(kW·h)］。

3. 美国

根据美国能源部（DOE）和 EPIA 的预测，在未来的 3～5 年内，先进光伏发电技术的成本即可接近常规电力。到 2015 年，在太阳能资源较好地区光伏电价有望下降到 0.15 美元/(kW·h)［约合 1 元/(kW·h)］；到 2020 年，光伏发电将在 50% 以上的电力市场可以与常规电力相竞争。美国光伏发电刺激目标见表 2-5。

表 2-5　美国光伏发电刺激目标

市场类型	目前美国电市场价格/[美分/(kW·h)]	2005 年电成本/[美分/(kW·h)]	2015 年光伏发电成本目标/[美分/(kW·h)]
户用	5.8～16.7	23～32	8～10
商用	5.4～15.0	16～22	6～8
公共事业	4.0～7.6	13～22	5～7

2.4　主要国家太阳能光伏产业发展情况

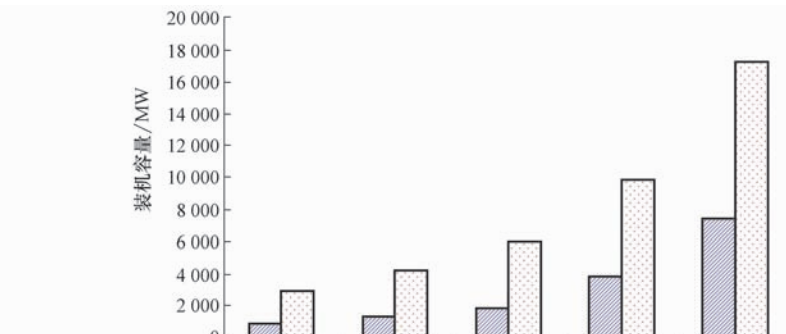
2.4.1　德国

德国的太阳能光伏产业始于“千屋顶计划”。1991 年，政府为每位安装太阳能屋顶的住户提供补贴并高价收购居民的太阳能电力。1998 年又提出了“10 万光伏屋顶计划”，目标是在 2003 年年底安装 300～500MW 光伏屋顶系统，推动了德国光伏产业的进一步发展。

德国光伏市场的有效启动主要归功于 2004 年实施的上网电价法，即 EEG 法案。该法案提出了“再生能源电力强制收购电价政策”，即电力公司有义务以较高的价钱对其营业区域内所有由再生能源企业产出的电力进行收购，并配套出台了一些税收减免和信贷优惠政策。它的实施，使德国光伏市场呈现井喷式增长，带来了巨大的社会、经济和环境效益，德国光伏市场也一跃超过日本成为全球最大的光伏市场。为了规范本国光伏市场的发展，降低光伏发电成本，2010 年德国减少了对光伏系统的补贴利率。补贴的削减没有导致德国新增光伏装机容量的大幅下滑，只在 2010 年下半年有小幅的下降。

在政策推动与市场牵引下，德国的光伏产业取得了突飞猛进的发展，已经形成了从多晶硅原料生产到太阳电池组件生产与安装的完善的产业体系。在多晶硅生产方面，德国瓦克化学公司的产量仅次于美国 Hemlock 位居第二，2010 年该公司产量约为 3 万 t；在硅片制造方面，德国 SolarWorld 公司的产能已超过 1GW，是全球最大的硅片和组件制造厂商之一；在太阳电池制造方面，德国 Q-Cells 的电池片产量达到了 1.074GW，位列全球第五；在光伏发电应用方面，2010 年德国新增光伏发电装机容量达 7.4GW，总装机容量已经达到了 17.2GW。据德国太阳能工业协会（BSW）预测，在未来的几年里，德国光伏市场将放缓，但仍然

会有每年 3～5GW 的增长。到 2020 年，德国太阳能光伏发电总装机容量将达到 52～70GW。德国光伏装机容量发展情况如图 2-25 所示。



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
新增装机容量/MW	843	1 271	1 809	3 806	7 400
累计装机容量/MW	2 899	4 170	5 979	9 785	17 185

图 2-25　2006—2010 年德国光伏装机容量发展情况

注：数据来源于 EPIA、中国光伏产业联盟（CPIA）。

2011 年 2 月份德国通过光伏上网电价下调方案，2011 年中期上网电价下调幅度根据当年 3—5 月的年化装机规模来确定（即以 3—5 月份的装机量乘以 4 推估全年光伏装机量）。只有当年化装机规模低于 3.5GW（即 3—5 月份装机量 875MW）时，才不会下调光伏上网电价，否则装机量每增加 1GW，光伏补贴下调量将增加 3%。受此政策影响，德国 3—5 月份的装机规模仅为 712MW，未达到下调光伏上网电价的最低规模（875MW），因此 7 月 1 日没有下调。2011 年 6 月，德国公布新规，原计划于 2012 年 3 月份进行光伏上网电价额外补贴削减，6 月 6 日通过的一份可再生能源法案草案中，该项条款被移除。根据德国内阁的协议，从 2012 年 1 月 1 日起，FIT 补贴预计将只下调 9%。然而光伏系统的安装量一旦超过 3.5GW 的年度限额，每超出 1GW 将导致补贴进一步下调 3%。此协议将于每年的 9 月底实行。

2.4.2　意大利

20 世纪 90 年代，意大利是世界上第三个进行光伏示范电站建设的国家。政府以财政补贴或税务抵扣的方式提供等于 70%～75% 系统成本的补贴，系统所发富余电量以正常电价出售给当地电力公司。

2001 年，意大利学习德国的成功经验，开展了“一万光伏屋顶计划”。在这

个计划中，光伏系统与建筑的集成得到了特殊的重视，财政资助也向能够与建筑集成的系统倾斜。整个项目在2002—2005年间共实现了14MW系统的安装，低于其21MW的目标。实际上，社会对该项目的需求充足，但项目的进展受到了审批效率的限制。

2005年7月，意大利政府启动了上网电价补贴政策，自2005年9月30日起，向1～1 000kW的并网系统提供上网收购电价，上网电价为0.36～0.49欧元/(kW·h)，小于3kW的光伏建筑一体化（BIPV）系统享受价格上限。2006年2月，意大利政府对上网电价政策作出补充：将2015年光伏系统总装机容量目标由300MW提高至1 000MW，将补贴容量上限由100MW提高至500MW，其中360MW为50kW以下系统，140MW为50kW以上系统，同时，规定了每年85MW的新增容量上限，接受非晶硅薄膜电池的安装；BIPV的上网电价补贴在原有基础上提高10%。

2007年2月，意大利政府对上网电价补贴政策再次修订，取消了单个电站1MW的规模上限，取消了每年85MW的新增容量上限，并规定上网电价2008年年底前不变，在2009年及2010年分别下降2%，并在2010年后由后续法案决定。同时，意大利政府将2016年累计安装容量目标定为3GW。

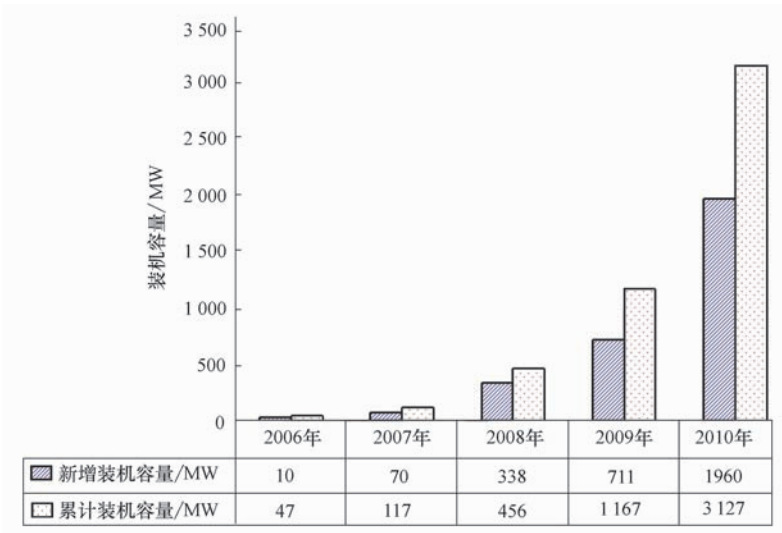
据意大利国家电力局（GSE）统计，意大利2007年、2008年、2009年和2010年新增的光伏装机容量分别达到了70MW、338MW、711MW和1.96GW，如图2-26所示。

在意大利光伏产业中，太阳电池板、电池组件生产商有60多家，全年营业额约8.5亿欧元；光伏系统设备分销商、安装厂家300多家，全年营业额约11亿欧元；从事光伏系统设备零配件和技术的企业有100多家，全年营业额约11.5亿欧元；还有从事太阳能光伏发电和贸易的企业，全年营业额约1 300万欧元。2009年意大利光伏发电行业的员工总人数达到23 000人。

意大利现行退税补贴方案于2010年12月31日到期，新一轮太阳能补贴方案于2011年1月1日开始实施。

2011年5月5日，意大利工业部长和环境部长共同签署并批准了新的太阳能补贴法案。意大利政府对太阳能发电的补贴将持续到2013年，但补贴比例将逐渐降低；其后，补贴将与一定规模的装机量挂钩。意大利政府准备将每年用于太阳能发电补贴的资金限制在60亿～70亿欧元，并一直保持到2016年。

新政策对补贴上限及金额提出了具体规划。新政策显示，2011年6月至



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
新增装机容量/MW	10	70	338	711	1960
累计装机容量/MW	47	117	456	1 167	3 127

图 2-26　2006—2010 年意大利光伏装机容量发展情况

注：数据来源于 EPIA、CPIA。

2016 年的光伏补贴上限为 23GW，年均 4.18GW。另外，大型项目 2012 年前有 3.1GW 的上限要求，2013—2016 年有 9.77GW 的上限。而补贴金额下降为每年 60 亿～70 亿欧元，具体补贴下调如下：

2011 年 6 月份，原有上网电价补贴将进一步削减 4%～11%；小型系统下跌约 4%，大型屋顶系统下降约 11%；6 月份开始，上网电价将以月为单位进行调整，根据系统规模的大小，7 月份将在 6 月份的基础上下调 2%～5%。预计到 2011 年年底，FIT 将在现在的基础上下降 26%～42%；2012 年上半年和下半年将分两次进行 8%～12% 的进一步下调，预计到 2012 年年底，FIT 将再削减 20% 左右；2013—2016 年，按照每个季度进行 4% 的下调。意大利政府的政策下调目标是将每年的安装量限制在 3GW 左右。

2.4.3　美国

美国《能源政策法》最早实施于 1992 年。到 2005 年 8 月，布什政府颁布《能源政策法》修正案，其中光伏投资税减免政策于 2008 年年底到期。2008 年 9 月美国参议院通过了一项 180 亿美元的新能源投资计划，其中光伏行业的减税政策续延 2～6 年。奥巴马当选美国总统后，更是致力于大力发展太阳能产业，希望将太阳能产业作为美国经济结构的基轴和美国经济崛起的引擎。金融危机过

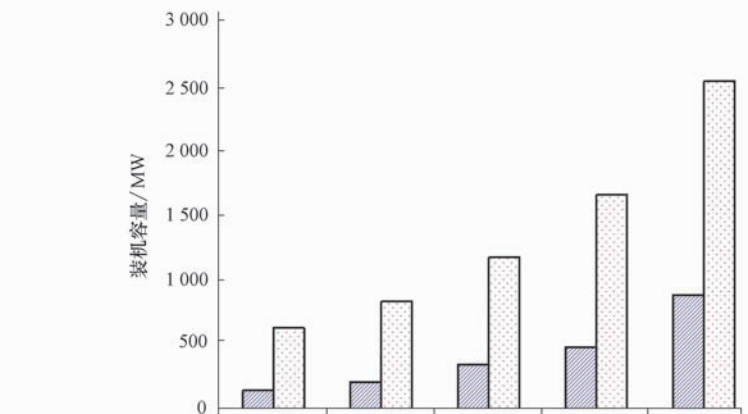
后，奥巴马从总额为7 870亿美元的经济刺激计划中拨款4.67亿美元用于促进太阳能的开发和利用。为帮助太阳能产业有关企业渡过难关，美国能源部为其提供5.35亿美元的贷款担保，这些都是美国光伏市场稳步发展的保障。2010年7月21日，美国参议院能源委员会投票通过了“千万屋顶计划”，从2012年到2021年将累计投资50多亿美元，总安装容量将达到30~50GW。

在地方层面上，美国以税赋奖励、补贴和提升再生能发电比例为主要实施方案。在提升可再生能源发电比例方面，美国目前共有18个州提出相关的计划，其中有6个州明确制定太阳能发电占整体可再生能源发电的比例目标。加利福尼亚州是美国主要的光伏应用市场，2000—2008年美国的新增容量中，80%以上位于加利福尼亚州市场。2010年1月，加利福尼亚州政府投入32亿美元，全面推动“百万屋顶太阳能计划”，预计到2016年在加利福尼亚州兴建3GW的太阳能电力系统。

美国的光伏系统安装补贴政策模式与欧洲国家不同，主要包括纳税抵扣、初装补贴和上网电价，同时辅以其他融资或审批扶持政策。税收政策补贴按系统初装成本的一定比例给予；初装补贴按照政策中的指定量给予，补贴调整的触发因素不是新政策出台的时间，而是一定的目标安装量；上网电价按照系统实际发电量给予，补贴额使用基于原油期货价格的模型计算出的市场参考电价，按年调整。

虽然美国发展光伏产业比日本、德国晚得多，但产业链各环节比较翘楚的企业很多分布于美国，特别是光伏原料、设备和辅料方面。2010年全球前六大多晶硅生产企业中，有三家来自美国，分别是Hemlock、REC和MEMC。其中，Hemlock2010年产能达到3.6万t，排名全球第一；美国应用材料公司是全球最大的光伏生产设备供应商，2010年销售收入达到15亿美元，排名全球第一，Gt Solar是全球最重要的多晶硅还原炉和铸锭炉设备供应商之一；杜邦、福禄集团等也是全球主要的光伏辅料供应企业，而美国First Solar公司是成长最快的企业，其生产的CdTe薄膜太阳电池连续多年产量产值均位居全球前列。同时，美国作为光照最丰富的国家之一，市场潜力巨大，特别是新政策的出台，将有利于美国光伏市场的进一步发展。据EPIA统计，2009年，美国新增光伏装机容量477MW，累计装机容量1 650MW，2010年新增光伏装机容量达到878MW。在未来的五年，Solarbuzz预计美国新增光伏装机容量将会增长到4.5~5.5GW，以每年平均30%的增长率增长。加利福尼亚州仍然是美国主要的光伏系统市场，在

2010 年美国光伏并网发电安装量中，53% 来自加利福尼亚州市场。美国太阳能市场发展加快，在全球太阳能市场中扮演的角色也将愈加重要。美国的光伏装机容量发展情况如图 2-27 所示。



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
新增装机容量/MW	145	207	342	477	878
累计装机容量/MW	624	831	1 173	1 650	2 528

图 2-27　2006—2010 年美国光伏装机容量发展情况

注：数据来源于 EPIA、CPIA。

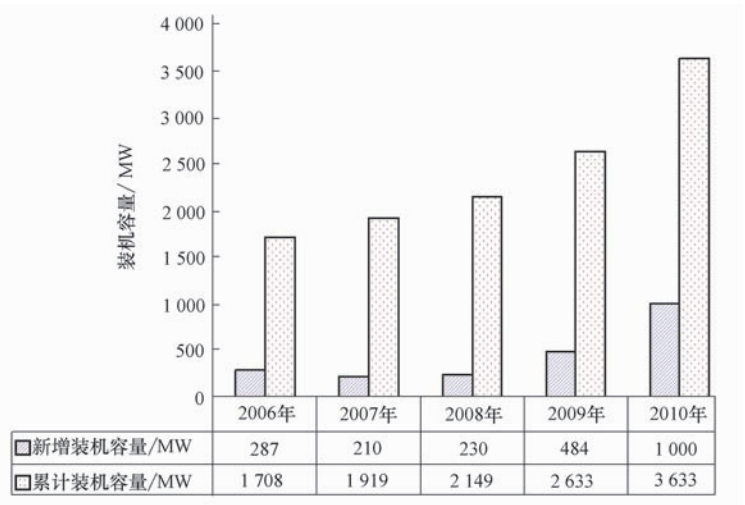
2.4.4　日本

从 1993 年开始，日本经济产业省运用各种措施和项目，发展本国的光伏产业和市场，包括“新阳光工程”“5 年光伏发电技术的研究与开发计划”和“住宅光伏系统推广计划”。1997 年，日本太阳能累计发电总量达 91MW，首次超越美国，成为全球第一，此后这种趋势一直延续多年。但由于自 2006 年开始，政府取消补贴政策，日本光伏产业的发展势头被遏制，全球第一的位置也逐渐被德国、西班牙等国取代。与此同时，日本光伏制造业发展较慢，21 世纪初期，日本生产的太阳能光伏电池占据全球市场份额的一半以上，但到 2007 年市场份额下滑至 25%。

近年来，为促进光伏产业的民间投资和消费，日本政府于 2008 年制定《低碳社会行动计划》，提出到 2020 年将太阳能发电量提高到 2005 年的 10 倍，2030 年提高到 40 倍，即 2020 年累计装机容量要达到约 14GW、2030 年要达到约 50GW 的目标。基于此，2009 年 1 月起日本政府恢复对居民光伏发电系统的补贴，每千瓦补助 7 万日元。正是由于这一政策的推动，2009 年日本光伏市场重

回增长轨道，安装量几乎是2008年的两倍，达到了484MW。2010年日本新增光伏装机量达到近1GW。

为了支持可再生能源的利用和CO_2减排，日本经济产业省拟对其国内可再生能源发电实行全部收购制度。全部收购制度不仅拟逐步扩大收购对象，由太阳能发电扩大到其他可再生能源所发电力，而且也将惠及企业。针对太阳能发电的全部收购制度拟从2011年开始实施，其他可再生能源发电的全部收购拟在2015—2020年期间实施。新政策的出台预示着未来日本家用太阳能光伏市场在保持平稳增长的同时，工业等领域光伏市场的潜力也将被挖掘出来，进而带动日本光伏市场进一步扩大。日本光伏装机容量发展情况如图2-28所示。



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
□新增装机容量/MW	287	210	230	484	1 000
□累计装机容量/MW	1 708	1 919	2 149	2 633	3 633

图2-28　2006—2010年日本光伏装机容量发展情况

注：数据来源于EPIA、CPIA。

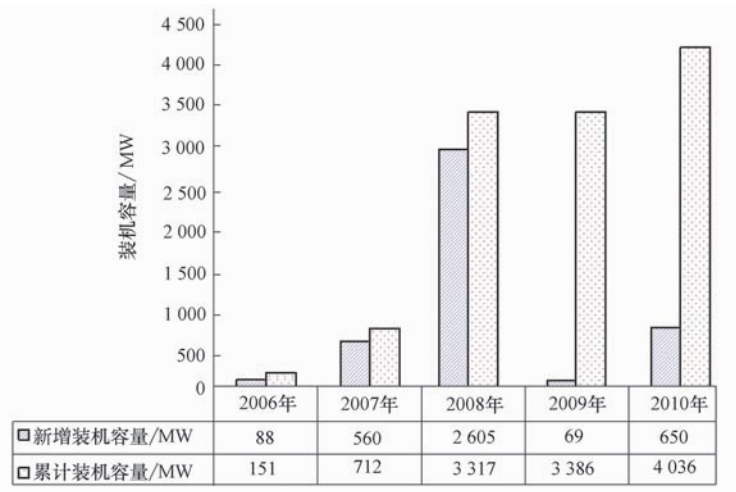
2.4.5　西班牙

西班牙不仅拥有制造和出口光伏电池和组件的基地，还拥有生产和出口太阳能发电设备部件的基地。欧洲最大的太阳能应用实验中心——空间能源研究中心“ALMERIA太阳能平台”，以及负责对在太空中使用的太阳能光伏电池认证的欧洲实验室均建在西班牙。西班牙埃索菲通（ISOFOTON）有限公司的研发能力处于国际领先水平。

西班牙光照条件在欧洲地区处于领先地位，在同样的设备条件下，光伏系统的发电量较德国地区多出20%～30%。西班牙政府扶植可再生能源的努力开始于其在《京都议定书》中的减排承诺。1997年，西班牙政府颁布了首个可再生

能源上网法案。1998 年，西班牙政府颁布 RD2818/1998 法令，向不大于 5kW 的光伏系统提供 0.198～0.396 欧元/(kW·h) 的上网收购电价 (FIT)，并设置了 50MW 的补贴容量上限。2004 年，西班牙政府颁布 RD436/2004 法令，向不大于 100kW 的系统提供约 0.42 欧元/(kW·h) 的上网电价，向更大型的系统提供约 0.2 欧元/(kW·h) 的上网电价，并以法律形式确保上网电价 25 年有效。这一法令确保了建设光伏电站的投资回报，促使西班牙的安装量快速增加，并形成了一定的市场规模和配套。2007 年，西班牙政府颁布 RD661/2007 法令，给出了 0.46 欧元/(kW·h) (<100kW) 以及 0.43 欧元/(kW·h) (100kW～10MW) 的光伏系统上网电价，强力刺激了西班牙的光伏市场需求，新增容量在 2007 年和 2008 年出现井喷，分别达到 560MW 与 2.6GW。为了使本国光伏市场稳步发展，同时减小政府的补贴压力，西班牙政府于 2008 年 10 月将 FIT 电价削减为 0.29～0.33 欧元/(kW·h)，2009 年补贴额度设置上限 (CAP) 为 500MW。新政策出台后，西班牙光伏市场随即陷入停滞状态，2009 年的新增装机容量骤降至 69MW。就业和投资量也显示出了类似的发展路径。

2010 年 11 月，西班牙政府颁布了对光伏发电补贴的新规定。根据该规定，西班牙对新建立的地面光伏发电厂减少 45% 的补贴，对大型屋顶装置减少 25% 补贴，小型屋顶装置减少 5% 的补贴，这使得西班牙光伏市场的成长速度减缓。西班牙的光伏装机容量发展情况如图 2-29 所示。



	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
□新增装机容量/MW	88	560	2 605	69	650
□累计装机容量/MW	151	712	3 317	3 386	4 036

图 2-29　2006—2010 年西班牙光伏装机容量发展情况

注：数据来源于 EPIA、CPIA。

第 3 章　我国太阳能光伏发电产业发展现状与趋势

3.1　我国太阳能光伏发电技术发展现状与趋势

我国产业化生产的晶硅电池转换效率走在全球前列，目前主要光伏企业量产的晶硅电池转换效率普遍在 16% ~19% 的水平。近几年来，随着太阳能产业的蓬勃发展，国内一些大型企业都设立了自己的研发部门，有一些企业的研发机构已成为国家级实验室，从事一些新结构、新技术的研究，如尚德、英利、常州天合光能有限公司（以下简称天合）、阿特斯和晶澳等。尚德和澳大利亚新南威尔士大学（UNSW）合作开发的 PLUTO 电池，具有自主知识产权，目前其单晶电池转换效率已超过 20%，多晶效率超过 18%。英利通过和荷兰 ECN 公司合作，引进了 ECN 公司的硼扩散 N 型太阳电池生产技术，达产后平均效率已达到 18.5% 以上。2005 年，南京中电的赵建华博士开发了两次扩散的选择性太阳电池，其效率从当时的平均 16.5% 提升到 17.5%，已投产了 5 条线，目前选择性发射极电池达到了 19% 以上的效率。

在硅薄膜太阳电池方面，南开大学、中国科学院半导体研究所等都进行了较长时间的研究，但基本还处于研发中试阶段。南开大学研制的小面积非晶硅/微晶硅叠层电池效率已达 11.8%，10cm × 10cm 组件效率达 10.5%。国内有 50 余家硅基薄膜电池生产企业，绝大多数生产线规模在几十兆瓦，大部分产品还是以非晶硅电池为主，电池组件稳定效率为 5% ~7%，但主要的企业已开始向非晶/微晶叠层或三结锗硅等领域扩展。2012 年，汉能控股集团有限公司在薄膜太阳电池领域扩张迅速，目前其产能已达到 2 500MW，成为全球最大的硅基薄膜电池制造商。个别的非晶硅/微晶硅电池生产线基本都采用国外设备，如美国应用材料公司、日本 Ulvac、欧洲 Oerlikon 等公司的生产线。国产的硅基薄膜电池生产设备主要基于美国能源光伏（EPV）公司的单室沉积技术。通过消化吸收，不断完善，国产的单室沉积非晶硅电池的设备水平和工艺完整性与可靠性均已接近国际同类水平。南开大学与福建钧石能源有限公司合作，2008 年建成我国首条非

晶/微晶硅叠层电池国产设备中试线，并试制出效率超过 8% 的非晶/微晶硅叠层电池组件，为我国建立兆瓦级的非晶/微晶硅叠层电池组件生产线奠定了良好基础。而基于国产生产设备的汉能集团，其生产的三结锗硅电池效率已达到 9% 以上。

3.2 我国太阳能光伏产业发展情况

3.2.1 我国光伏产业发展历程

总的来说，光伏产业受到两个因素的影响：一是政策导向的影响，二是市场经济规律的影响。自从 2004 年全球光伏市场及产业高速增长以来，光伏产业经历了剧烈的波动，正是反映了受这两个因素影响下光伏产业的现实状况。与之相应的，光伏企业的经营模式也经历着巨大的变动，使得企业经营者不得不调整自我以适应这种变动。大体而言，我国光伏产业主要经历了以下几个发展阶段。

1. 起步期（2004 年以前）

光伏发电系统早先主要用于卫星等通信系统中。1971 年我国首次成功地将太阳电池应用于东方红二号卫星上。1973 年开始将太阳电池用于地面。由于价格高，地面光伏市场发展缓慢，仅用于小功率电源系统，如航标灯、铁路信号系统、高山气象站仪器、电围栏、黑光灯、直流荧光灯等，功率一般在几瓦到几十瓦之间。国家在“六五”（1981—1985 年）和“七五”（1986—1990 年）期间对光伏应用示范项目开始给予支持，使光伏系统在工业和农村应用中得到发展，应用领域包括微波中继站、通信、水闸、石油管道阴极保护、农村载波电话、小型户用系统和村落供电系统等。2002 年，国家计划委员会启动了“西部省区无电乡通电计划”，通过光伏或小风电解决西部 7 省区（西藏、新疆、青海、甘肃、内蒙古、陕西和四川）700 多个无电乡政府所在村镇的用电问题，光伏用量达到 15.3MW。自 2002 年起，先后启动了《光明工程》《GEF/世行 REDP》项目及中荷合作《丝绸之路》等项目，使光伏发电系统在解决西部边远无电地区农牧民生活用电问题上发挥了作用。由于离网需求较小，且此段时期类似于德国的上网电价法没有出台，因此光伏产品的需求不大，产业规模也很小。当时我国主要有 6 家晶体硅太阳电池制造企业，如早期的 4 家光伏企业：宁波太阳能厂、云南半导体厂、秦皇岛华美厂、开封太阳电池厂，其生产能力加起来也只有 2MW。再加上刚起步的尚德和英利，产能加起来总共也只有 10MW 左右。还有

几家非晶硅太阳电池厂，哈尔滨克罗拉太阳能电力有限公司、深圳创益太阳能控股有限公司、深圳市拓日新能源科技股份有限公司等都小于1MW产能。

2. 成长期（2004—2008年）

2004年，德国政府修订了EEG法案，启动上网电价法，即著名的EEG法案，电网公司被要求以高于电力市场价格购买光伏所发电力，多出的成本由消费者承担。该法案的出台，对光伏产业产生了极大的拉动作用，使得全球光伏产业出现巨大的增长。在此政策的拉动下，我国光伏产业规模也快速增长。2004年我国光伏产业产量达到50MW，比2003年的12MW增长了318%，此后几年，每年的增速在100%以上。在这一段时间，市场（特别是欧洲市场）需求的增长速度远远超过全球的供货能力，因此形成了巨大的买方市场。太阳电池在产能逐步扩张的同时保持了价格的坚挺，而整个晶体硅太阳电池产业链出现无法满足市场需求的情况，尤其是高纯多晶硅产业环节的产能扩张速度无法满足市场增长的需求，因此多晶硅价格年年走高，到2008年经济危机前高纯硅现货市场的价格达到300～400美元/kg。而同期高纯硅长单价格只有80～100美元/kg。我国多家光伏企业在此段时间成立，特别是在尚德于2005年在美国纽约交易所上市后，巨大的拉动和示范效应，使得我国光伏产业蓬勃发展。多晶硅企业也如雨后春笋般出现，摆脱了我国多晶硅几乎完全依赖进口的历史。我国太阳电池的产量也于2007年一举超越日本，成为全球最大的太阳电池生产国，由此奠定了我国光伏产业在国际市场中的地位。

3. 爆发期（2008—2010年）

2008年10月，以美国雷曼兄弟公司的倒闭为标志的全球性经济危机标志着第一次市场对于光伏产业的大调整。在2009年的大部分时间里，由于全球银行系统的休克，导致光伏电站融资难度增大，使得资金链中断而无法实施电站建设。而这段时间里，由于全球光伏企业的产能已经相当大了，在这样的市场波动面前，晶体硅太阳电池整个产业链的产品价格大幅度下降，终端产品太阳电池组件价格从第一阶段时期的每瓦30元降到每瓦15元，这样巨大的降幅，在欧洲国家光伏补贴上网电价没有及时下调的情况下形成了欧洲的电站安装者及中间商的巨大利润空间，导致光伏产业的严重下滑。2008年，全球的安装大国——西班牙（该国占据2008年全球装机量的45%）由于安装补贴过高，在2009年突然实施“休克疗法”，大幅降低安装补贴，使得装机量大幅下滑。值得庆幸的是，德国在2009年对EEG法案进行了进一步调整，2009年EEG所修订的重要内容

包括：①以提升价格为主，调整可再生能源补贴性价格标准。光伏（PV）能电价调降至33～43欧分，2010年下降8%～10%，以后每年降低9%。②调低对新项目入网价格每年的递减速度。新项目入网价格之所以每年递减，其原因是随着生产量增加和技术进步，可再生能源的供应成本会下降。2009年，德国将大部分新项目入网价格每年递减的速度由原来规定的2%降低为1%（特别规定的除外）。③对供电质量和技术要求规定奖惩机制。虽然补贴下调，但光伏产品价格下跌速度更快，如多晶硅价格也从2008年最高的400美元/kg下降至2010年的50美元/kg，因此光伏电站内部收益率仍保持在较高水平，2009年装机量也达到3.9GW。但是欧洲等国家的光伏补贴政策仍然存在，而且全球太阳能光伏产能不断释放，光伏产品价格快速下滑，如多晶硅价格从2008年最高的近400美元/kg下降到2009年的60美元/kg，晶硅电池组件价格也从30元/W下降到15元/W，这样巨大的降幅，在欧洲国家光伏补贴上网电价没有及时下调的情况下形成了欧洲的电站安装者及中间商的巨大利润空间市场，因此在全球经济开始出现复苏迹象时，光伏市场即迫不及待地出现增长。特别是在2010年，在光伏产品价格持续下降的情况下，德国政府开始分阶段下调光伏补贴，部分系统集成商为了搭末班车，在每次下调前夕均呈现跨越式装机热潮，在此波行情的带动下，我国光伏企业出货量大增，企业毛利率也大幅增长。事实上，此轮的增长国内也有一些带动因素，一是国家4万亿元救市政策的出台；二是国家在2010年将光伏产业定位未来重点发展的战略性新兴产业主要内容之一；三是适逢“十一五”和“十二五”发展的交替期，各地均在规划“十二五”发展规划；四是我国经济发展面临调方式、转结构，很多地区和企业也在调整自身的发展方式，纷纷将矛头对准光伏，助推新一轮光伏投资。

4. 整合期（2011年至今）

光伏产业在2010年进入一个高峰，由于太阳能光伏产业巨大的发展潜力和当时较少的投资热点，除了原有企业扩大产能之外，其他领域的企业也纷纷涉足光伏企业，使得对光伏产业的投资大幅增加。同时在2011年年初，欧洲的光伏政策出现了较大的不确定性，作为全球装机大国的德国将2011年的光伏补贴下调与3—5月份的光伏装机量相挂钩；意大利的光伏补贴政策则一直不明朗，迟迟不出台；而捷克则采取了类似于休克疗法，大幅削减光伏补贴，使得年初的光伏市场需求暴减，而供应端的产能又急剧扩大，因此光伏企业库存大增。据某机构数据显示，2011年第二季度光伏库存一度高达10GW，在这个阶段中，我国光

伏企业的组件产品大量积压，各个企业为保住生存而竞相压价出售产品，产品价格大幅下跌。自 2011 年 1 月份到 2011 年 11 月份，各个环节的光伏产品跌幅都在 50% 以上。到了 2011 年第三季度，在建的光伏项目几乎都已经推迟，50% 以上的光伏企业停产，30% 的企业大幅减产，而 20% 的企业则在小幅减产甚至停产。值得指出的是，产业进入此种情况，并不是光伏市场萎缩，而是市场需求阶段性过剩。中国光伏产业联盟的统计数据显示，2011 年全球光伏装机量为 30.2GW，与 2010 年的 17.5GW 相比，增速高达 72.6%。因此市场仍在保持蓬勃发展，只是供给增长更快。在供需阶段性失衡的情况下，产品价格快速下滑，很多企业陷入经营困境，产能利用率严重不足，我国光伏产业发展在经历了快速发展之后，也逐渐步入产业调整期。2012 年光伏产品价格继续下滑，部分企业由于价格成本倒挂不得不宣布破产保护。2013 年，国内标杆性企业无锡尚德太阳能电力有限公司宣布破产保护，产业整合步伐持续推进。

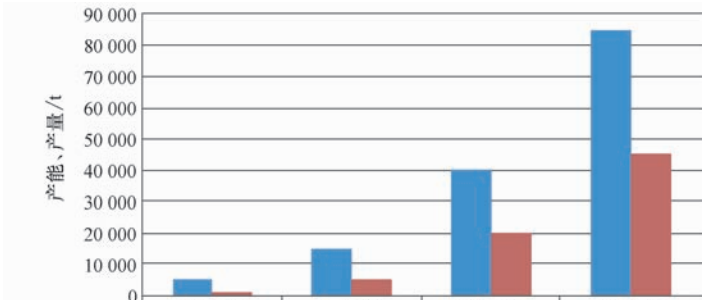
当前我国光伏产业最大的问题在于产能结构性过剩，未来产业的健康发展必须在规范、整合的基础上“去产能”，使供需保持在一个合理的水平。尚德的破产重整也意味着，经营不善、竞争力不强的企业将会被市场淘汰。此举也将导致社会上更多的资源流向经营效率高、竞争力强的企业，如政府扶持政策、供应商的供货和账期、银行的授信、采购商的选择等，这无形中使得优势企业的优势愈加明显，不具备竞争力的企业逐渐被市场淘汰。通过优胜劣汰，“去产能”的速度得以加快，有利于产业兼并重组的推进。另外，尚德破产重整后，势必引发业主更加关注光伏组件的质保及售后服务，更加注重供应商的资质。因此，基于光伏产品质量和寿命等考量，电站业主在招标选择组件供应商时，供应商的存续能力、稳健的财务状况和资产负债率等将作为重要的选择指标，而非简单的选择低报价者，这将有利于行业的良性竞争。而供应商在选择下游客户时，也会根据客户的“体质情况”决定是否供货或给予适当账期。资本市场也会更加关注“体质良好”的企业，更加追捧优质企业，这将极大地改善产业生态，有利于产业的健康发展。

3.2.2 我国晶硅电池发展现状

1. 产业规模不断扩大，产量不断升高

在多晶硅方面，2005 年以后，国内外光伏市场迅猛发展，对多晶硅的需求迅速增长，在国外技术层层封锁的情况下，以民营资本为主的国内企业投资开工

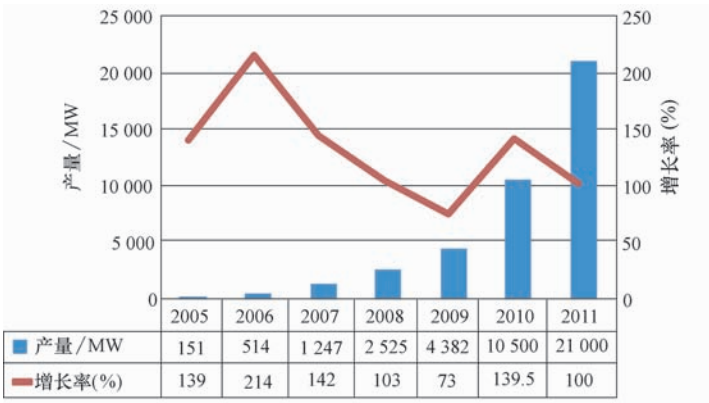
建厂，通过自主研发、系统集成创新、引进国外先进技术等方式，在短短的 3～5 年内基本掌握了高纯多晶硅材料的生产技术，使我国多晶硅产业规模迅速扩大。2007 年、2008 年和 2009 年我国多晶硅的产量分别达到 1 000t、5 000t 和 20 000t，2010 年产能、产量分别为 8.5 万 t、4.5 万 t，如图 3-1 所示。



	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
产能/t	5 000	15 000	40 000	85 000
产量/t	1 000	5 000	20 000	45 000

图 3-1　2007—2010 年我国多晶硅的产能、产量情况

在电池组件方面，由于该环节门槛不高，核心专利均已过期，只需购置相应设备即可组织生产，因此近几年随着产业投资升温，产能急剧增大。据中国光伏产业联盟的不完全统计，截至 2010 年年底，投产的电池组件企业已超过 150 家，电池组件产能将超过 22GW，而与 2009 年全国组件已建成的产能（约为 6.5GW）相比，增长了 3 倍多，2010 年组件的实际产量也达到 10.5GW，比 2009 年的 4 382MW翻了一番。另外，电池组件的产能还在持续增加中，2011 年达产的产能超过 40GW。2005—2011 年我国太阳电池组件产量及增长率如图 3-2 所示。



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
产量/MW	151	514	1 247	2 525	4 382	10 500	21 000
增长率(%)	139	214	142	103	73	139.5	100

图 3-2　2005—2011 年我国太阳电池组件产量及增长率

2. 企业产量不断增大，国际排名持续升高

在多晶硅方面，随着这几年多晶硅企业产能逐步释放，多晶硅的产量不断提高。保利协鑫通过冷氢化技术，突破产能扩大瓶颈，2010 年产能已达到 2.1 万 t，产量达到 1.78 万 t，位居全球第三。2011 年新增 3 条万吨级生产线，产能达到 4.6 万 t，产量达到 2.9 万 t，位居全球前四强。而赛维 LDK 太阳能股份有限公司（以下简称赛维 LDK）2011 年产能达到 1.8 万 t，产量达到 1.05 万 t，产量位居全球第 7 位。洛阳中硅高科技有限公司（以下简称洛阳中硅）则通过采用自主工艺设备，不断突破技术瓶颈，2011 年产能达到 1 万 t，产量达到 8 000t 以上。重庆大全新能源有限公司（以下简称重庆大全）也通过技术改进，扩大产能，2011 年产能达到 4 300t，产量达到 4 500t 以上，产能完全释放。这 4 家多晶硅企业产量也位居全球前十位。全球主要多晶硅生产企业产能/产量情况以及我国多晶硅产量居前十位的企业分别见表 3-1 和表 3-2。

表 3-1　2011 年全球主要多晶硅企业产能/产量情况

企业	国别	2011 年产能/t	2011 年产量/t
Hemlock	美国	36 000	33 000
Wacker	德国	42 000	32 000
OCI	韩国	42 000	30 000
保利协鑫	中国	46 000	29 410
REC	挪威	20 000	19 100
MEMC	美国	14 100	11 000
赛维 LDK	中国	18 000	10 543
洛阳中硅	中国	10 000	8 135
Tokuyama	日本	9 200	8 000
重庆大全	中国	4 300	4 524

注：数据来源于 CPIA，2012.04。

表 3-2　2010—2011 年我国多晶硅企业产量情况

企业名称	2010 产量/t	2011 产量/t
保利协鑫	17 800	29 410
赛维 LDK	5 011	10 543
洛阳中硅	4 117	8 135

（续）

企业名称	2010 产量/t	2011 产量/t
重庆大全	3 771	4 524
四川瑞能	2 646	3 386
宜昌南玻	1 404	2 581
亚洲硅业	1 218	2 292
乐电天威	1 618	1 800
天威四川	1 268	1 700
四川永祥	1 000	1 400

注：数据来源于 CPIA，2012. 04。

在电池组件方面，近年来，在良好的国际光伏市场拉动下，我国光伏企业纷纷扩产，多家光伏企业产能和产量达到吉瓦量级。2010 年尚德电池组件产能达到 1. 8GW，产量超过 1. 5GW；英利、天合等企业的产能和产量均超过吉瓦量级。在组件产能全球前十大企业中，我国的尚德、天合、英利、阿特斯和江苏林洋电子股份有限公司（以下简称林洋）五家企业跻身其中。2010 年全球太阳能光伏组件产量前十位企业见表 3-3。2010 年我国主要太阳能光伏组件企业产量情况见表 3-4。

表 3-3　2010 年全球太阳能光伏组件产量前十位企业

序　　号	企业名称	产量/MW
1	尚德	1 558
2	First Solar	1 410
3	夏普	1 100
4	英利	1 062
5	天合	1 060
6	REC	1 000
7	阿特斯	804
8	林洋	798
9	Sunpower	590
10	京瓷	500

表 3-4　2010 年我国主要太阳能光伏组件企业产量情况

序　　号	企 业 名 称	2010 年产量/MW
1	尚德	1 558
2	英利	1 062
3	天合	1 060
4	阿特斯	804
5	林洋	798
6	宁波太阳能	421
7	赛维 LDK	356
8	珈伟	337
9	南京中电	336
10	亿晶	312

3. 生产成本不断下降，发电成本逼近平价上网水平

晶硅电池成本持续下降，电池组件售价已从 2009 年的 2 美元/W 下降到 2011 年的 1.2 美元/W（见图 3-3），这也使得光伏系统集成的成本急剧下降。在光伏大型并网特许权招标工程中，上网电价已从 2009 年业内认为较合理的 1.45 元/(kW · h) 下降到 2010 年 1.1 元/(kW · h)，而实际中标的最低上网电价也从 2009 的 1.1 元/(kW · h) 下降到 2010 年的 0.729 元/(kW · h)。在 2011 年 7 月，国家发展和改革委员会也出台了上网电价，在 2011 年并网的系统将享受 1.15 元/(kW · h) 的电价。我国尚德公司在 2010 年第三季度财报中明确指出，到

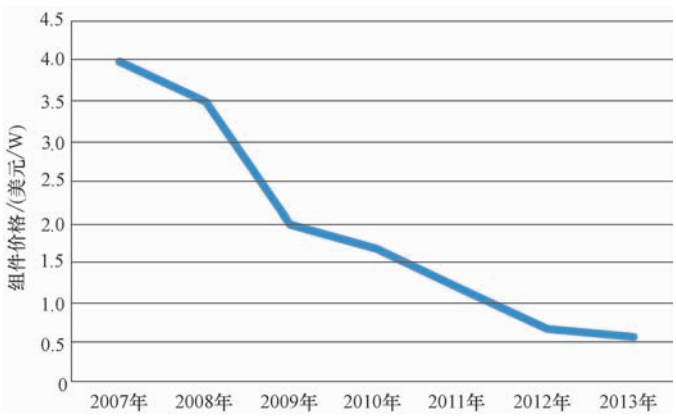


图 3-3　2007—2013 年光伏组件价格下降趋势

2013 年，其组件成本将从 2010 的 1.4 美元/W 下降为 0.85 美元/W，届时发电成本将可达到平价上网的水平。

4. 生产技术不断突破，电池效率持续上升

我国晶硅电池产业化技术保持世界领先水平，晶硅电池平均转换效率在 17% 以上，并且技术持续进步。多晶硅电池效率普遍在 15% ~16.5%，一些采用先进“准单晶”技术制作的多晶硅电池，平均效率在 17% 以上。在单晶硅电池方面，我国光伏企业单晶硅电池效率普遍在 17% 以上，一些采用先进技术制作的高效电池都在 18% 以上。如继 2009 年尚德宣布其旗下的“pluto”电池，多晶和单晶的效率分别达到 17% 和 19% 的世界纪录后，2010 年该电池的产业化进展迅速，2010 年产能已达到 450MW。

3.2.3 我国光伏产业发展特点

1. 传统企业纷纷涌入光伏领域

基于光伏产业的良好发展前景及大半导体工艺的兼容性，大批传统半导体厂商纷纷在光伏领域布局。全球集成电路龙头企业如台积电、意法半导体和台联电等，平板生产商如台湾友达、韩国三星、韩国 LG 和日本松下等，代工龙头企业如鸿海集团等，已把光伏业务作为公司的重要组成部分，加快产业布局。另外，光伏产业作为战略性新兴产业，由于其高收益增长空间，已成为企业战略转型的首选。我国大陆的一些大型企业也纷纷将业务向光伏领域转移，如波司登集团、海通集团、横店集团等。而一些国有企业则加快在光伏领域布局的步伐，如航天机电、国电集团和中国兵器集团等。因整体经济不景气、投资热点缺失等，一些房地产公司、服装企业等也涌进此领域，使得光伏产业呈现爆发式增长。

2. 企业纷纷朝一体化发展

企业一体化发展有利于整合光伏产业链上下游资源，以降低生产成本、提高产品竞争力。特别是经历 2009 年的多晶硅材料价格暴涨之后，为了减少对第三方供应商和委托方的依赖，国内主要的电池企业大多实施一体化战略。尚德、英利等以做大做全产业链为理念，涉足从多晶硅—硅片—电池组件—系统集成等全领域；天合、阿特斯、林洋等企业近些年也开始朝上游的硅片和下游的系统集成发展；赛维 LDK、重庆大全和洛阳中硅等则由多晶硅材料领域向下游突破。一体化发展也有利于产品质量的控制，由于近些年光伏产品价格的暴跌，产品价格的下降空间不断受到挤压，在这种情况下，光伏企业大力提高产品质量，不少企

业明确提出了 10 年质保、20 年效率线性质保的质量保证。

3. 规模化经济效益明显

目前光伏发电成本依然较高，光伏企业规模化发展，可有效降低生产成本。2010 年来，多数光伏企业以倍增的幅度扩产。尚德 2010 年的产能已从 2009 的 1.1GW 扩产到 1.8GW，2011 年更是达到 2.4GW。晶澳 2010 年的电池片产能已扩产到 1.9GW，2011 年达到 2.8GW。规模化生产也使得光伏发电成本急剧下降，已从 2009 年的 1.5 元/(kW·h) 下降到 2011 年的 1.15 元/(kW·h)。而目前多晶硅和硅片还有较大的成本下降空间，这足以使其在与薄膜电池竞争中保持竞争优势。另外，规模化的生产也形成了产业集群，目前已形成四川的多晶硅、江西的硅片、江苏的电池组件等产业集群。

4. 企业开始国际化经营凸现

近些年，国际贸易保护主义抬头，针对我国光伏产业的反倾销时有发生，如 2010 年美国就启动了针对我国新能源产业的 301 调查。而在 2011 年，更是对我国进口的光伏产品发起反倾销、反补贴的双反贸易调查。据悉，欧洲一些企业也在游说欧盟和印度等相关部门，对我国光伏产品发起贸易壁垒调查。而我国主要的光伏企业产品多数依赖海外市场，有些甚至达到 100% 依赖海外市场，为了规避国外光伏政策对企业经营的影响，国内主要光伏企业开始在国外设厂。尚德在美国亚利桑那州开设的 30MW 工厂已经投产，阿特斯也在加拿大投资建立了一个产能为 300MW 的工厂，浙江万向集团也在美国新建了产能为 30MW 的加工厂。

3.2.4 产业发展的有利因素

1. 国家光伏政策持续出台，产业地位不断提升

我国《可再生能源法》于 2005 年推出，鼓励光伏等非化石能源的开发和利用。在 2007 年出台的《可再生能源中长期发展规划》中，提到在 2020 年光伏总装机容量实现 2 000MW。在 2008 的《可再生能源法》修订案中提出了修改可再生能源补贴标准，将可再生能源附加值从 0.001 元/(kW·h) 提高到 0.004 元/(kW·h)。同时，国家也开始逐步推动国内光伏应用市场。在 2009 年开始实施“金太阳”示范工程，对光伏系统工程的初始投资进行补贴。在 2010 年，启动了西部 8 省区 280MW 大型光伏项目招标工程。在 2010 年的全国能源工作会议中正式提出光伏产业定位：科学规划、适度发展、启动国内太阳能光伏发电市场。在 2010 年

9月，国务院已原则性通过《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》，将光伏产业列为我国七大战略性新兴产业之一，从国家层面上确立光伏产业的地位。2011年，国家发展和改革委员会直接出台了1.15元/(kW·h)的上网电价，2011年也是我国“十二五”经济发展规划开局之年，《可再生能源“十二五”发展规划》《太阳能发电“十二五”发展规划》和《太阳能光伏产业“十二五”发展规划》相继出台，极大地促进了光伏产业的发展。

2. 光伏产业潜力巨大，适合传统企业战略转型

光伏产业的快速发展及蕴含的高额投资回报，使得国内多家企业纷纷涉足。自2005年尚德登录美国纳斯达克上市以来，我国已有14家企业在海外上市，创造了诸多“神话”。一方面，由于我国整体经济发展势头良好，企业积累的众多资金寻求投资出路，太阳能光伏作为未来的战略性新兴产业及潜在的利润空间，已成为诸多投资者的首选；另一方面，传统企业也面临着战略转型，寻找新的利润增长点，由于光伏产业链上游多晶硅提纯受到国家政策限制，而产业链下游的系统集成国内市场尚未启动，因此光伏企业大多涉足晶硅电池制造领域。

3. 技术门槛较低，生产设备国产率高

晶硅电池生产技术已较成熟，一是晶硅电池发展已有多年的历史，加上一些关键的生产技术专利保护期已过，使得该产业的进入门槛较低；二是晶硅电池片制造所需设备多为标准化设备，可以根据实际需求针对性地寻找合适的产品，并不需要采用成套购买的方式；三是晶硅电池设备国产化水平较高，目前几乎已能提高全套的工艺生产设备；四是晶硅电池工艺与半导体工艺相兼容，可极大地借鉴在半导体工艺领域所积累的经验。晶硅电池的生产制造与国内传统“代工”产业相吻合，通过来料生产，以低廉的人力成本取胜。

4. 光伏补贴政策层出不穷，发展中国家陆续跟进

由于光伏发电的成本比常规能源，甚至是风力发电等新能源产业较高，光伏产品的消费需要国家的补助。借助于欧美光伏市场，发展我国光伏产业：一是德国等欧洲国家通过出台上网电价法，为稳定该地区光伏投资奠定了基础，也催生了全球光伏装机量迅猛发展，特别是德国在2009年的装机量达到3.8GW，占据全球安装量的56%，而2010年的装机量达7.4GW。二是美国和日本的光伏初始投资补贴政策，通过太阳能屋顶计划，极大地繁荣了光伏市场。三是印度、南非和中国等发展中国家陆续出台的光伏装机规划，勾画出未来发展潜力巨大的光伏市场。

3.2.5 产业面临的一些问题

1. 产能快速增长，供需呈现阶段性失衡

在2010年的火爆行情带动下，我国主要光伏企业纷纷扩产，据中国光伏产业联盟不完全统计，全国156家电池组件企业的电池片产能已超过35GW，组件产能超过36GW，多家电池企业2010年的产能突破吉瓦量级。2011年，晶澳、尚德、天合、英利的产能分别达到2.8GW、2.4GW、1.9GW和1.7GW，电池出货量分别达到1.7GW、1.9GW、1.5GW和1.6GW。欧盟2011年9月份发布的报告也显示（见图3-4），2011年全球太阳电池产能已达到63GW，我国占据超过50%的份额。

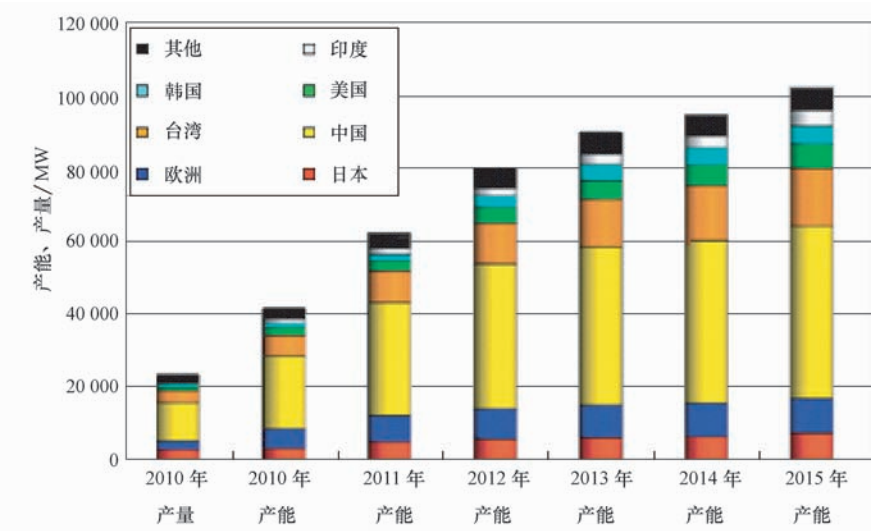


图3-4 2010—2015年全球太阳电池产能情况

与快速增加的太阳电池供给量相比，光伏需求量增长则显得相形见绌。2011年，全球主要光伏装机国家政策都受到不同程度的调整，如德国将2011年中期电价的调整与3—5月份的装机量相挂钩，意大利光伏政策一直在摇摆直到5月份才确定，捷克则大幅下调等，使得2011年上半年光伏市场受到极大影响。欧洲光伏工业协会对全球光伏装机量进行了预测，如图3-5所示。结合图3-4和图3-5可看出，供给与需求出现极大失衡，产业整合将不可避免。

2. 光伏产品价格暴跌，已逼近成本价

在2011年年初，光伏产品供应量大幅提高，但光伏市场受政策不稳定的影

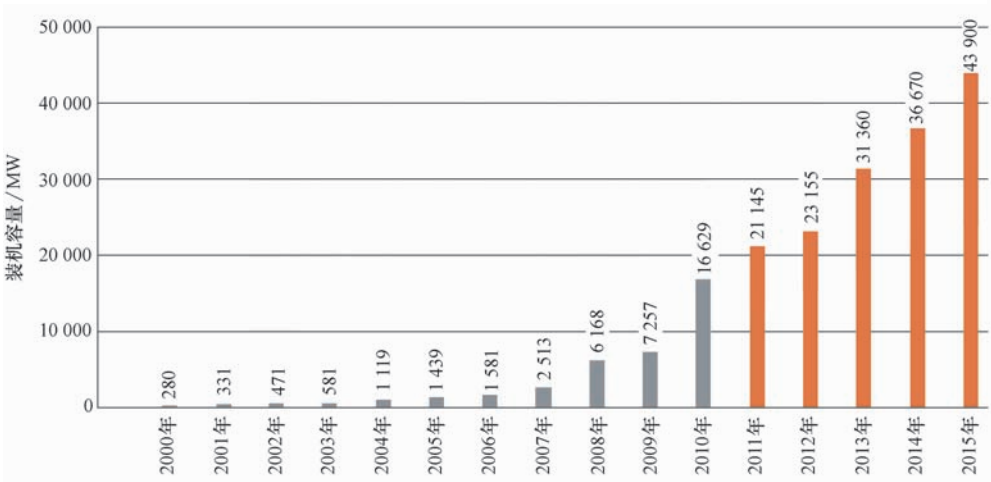


图 3-5　2000—2015 年全球光伏装机容量情况

注：2011—2015 年的数据为估测值。

响，需求萎靡，致使光伏产品库存积压严重。据媒体报道，在 2011 年 5 月，积压的光伏组件库存一度达到 10GW，各大光伏企业为了降低库存压力，纷纷下调光伏产品价格，价格战大有一触即发之势。多晶硅材料、硅片、电池片和组件的价格已分别从 2011 年 1 月份的约 80 美元/kg、3.82 美元/片、1.4 美元/W 和 1.74 美元/W 下降至 2011 年 10 月的 40 美元/kg、1.63 美元/片、0.62 美元/W 和 1.2 美元/W，下跌幅度分别为 50%、57%、55% 和 31%。硅片和电池片的价格跌幅最大，已逼近成本价。

3. 股价大幅下跌，上市企业面临国外资本收购风险

在美国上市的公司股票也大幅下滑，尚德、英利、天合、晶澳、阿特斯等企业的股票分别从 2011 年 1 月的约 8.5 美元/股、11 美元/股、25 美元/股、7 美元/股、13 美元/股下跌到 2011 年 10 月的 2.4 美元/股、3.9 美元/股、7.2 美元/股、1.87 美元/股、3.8 美元/股，跌幅分别达到 71%、64%、71.2%、73%、70%。此外，美国评级机构也纷纷下调我国光伏企业的评级，普遍评定为“持有→卖出”的级别，唱空我国光伏企业。值得注意的是，虽然我国在美国 11 家企业的组件出货量是美国 First Solar 公司的 5 倍以上，但是这 11 家企业的总市值仅为 33.67 亿美元，远低于美国 First Solar 公司的 48.52 亿美元。

4. 企业利润率下降

受市场需求和价格快速下跌影响，我国主要光伏企业 2011 年第二季度毛利

率环比和同比均呈下跌趋势，有的企业甚至出现亏损，如图 3-6 所示。从图中也可以看到，实行一体化发展（从铸锭到组件）的企业情况稍好，如英利和天合；而只经营某一个或几个环节的企业，毛利率则大幅下滑，如晶澳、南京中电、尚德等企业。

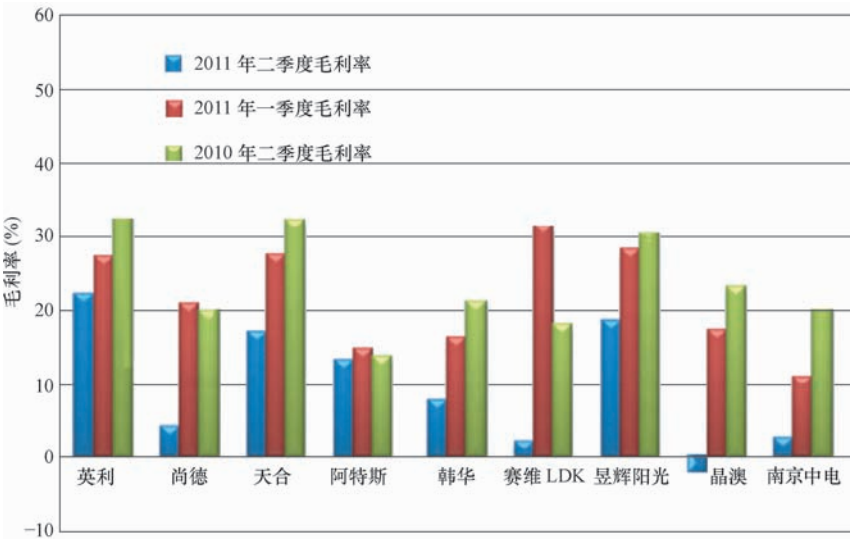


图 3-6　我国主要光伏企业 2011 年二季度毛利率

5. 大企业开工不足，中小企业经营困难甚至停产

受市场需求不振影响，大企业凭借品牌、渠道和质量等优势，尚且还能保持一定的盈利水平，但也有部分生产线停产、开工率不足、扩产计划被迫推迟等问题。中小企业情况则不容乐观，很多中小企业大都是被 2010 年火爆的市场行情所吸引而盲目跟进。以浙江为例，目前共有光伏企业 205 家左右，其中有 110 家左右成立于 2010 年 9 月以后，且规模在 100MW 以下。多数企业将重心放在扩大企业规模和生产能力上，过于追求速度而忽视了发展的质量，忽视了对核心技术的研究，使得中小企业陷入大而不强的境地，这也就迫使其将价格作为竞争手段，对行业发展产生了不良影响。

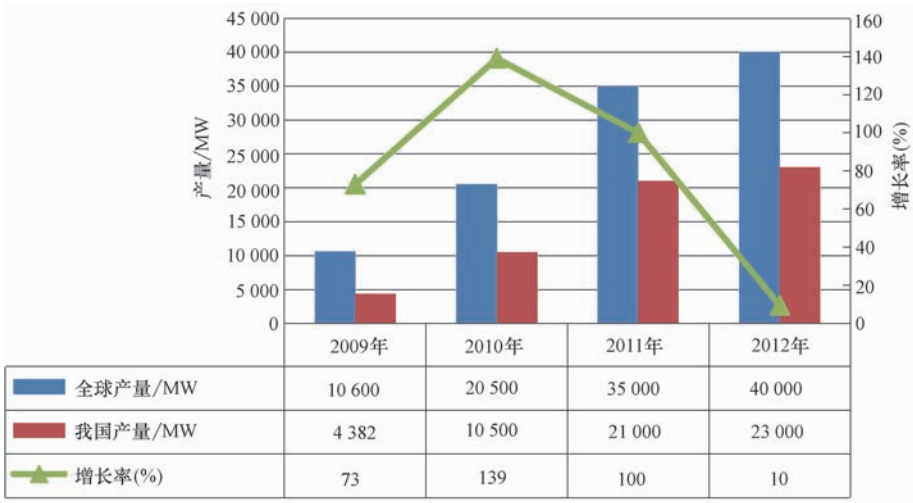
3.3　产业发展趋势

3.3.1　产业发展趋势判断

1. 产业规模不断扩大，国际化程度稳步提升

（1）我国太阳电池继续保持产量和性价比优势（见图 3-7），国际竞争力日

益增强　2012 年，我国太阳电池产能超过 40GW，产量达 23GW，同比增长 10% 以上。生产成本进一步下降，多晶硅、硅片、电池片和组件环节加工成本分别降至 18 美元/kg、0.11 美元/W、0.13 美元/W 和 0.2 美元/W，光伏组件领先企业的生产成本达到 0.54 美元/W，同比下降 40%。产品质量愈加稳定，多数企业产品质保达到 10 年，功率线性质保将达到 25 年。国际化程度进一步增强，受国内市场消化能力有限和国外贸易壁垒影响，我国光伏企业将加快国际化进程，通过在海外建厂或并购方式，加快在海外的本土化发展，以增强企业竞争力和国际化水平，成长为国际大型企业。

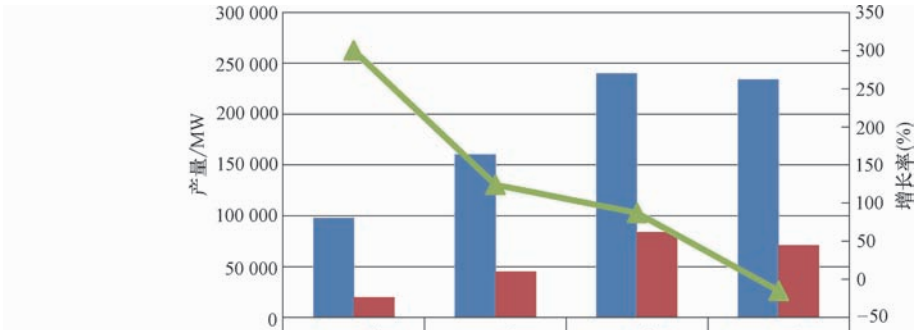


	2009年	2010年	2011年	2012年
全球产量/MW	10 600	20 500	35 000	40 000
我国产量/MW	4 382	10 500	21 000	23 000
增长率(%)	73	139	100	10

图 3-7　2009—2012 年我国太阳电池产量、增长率以及全球太阳电池产量情况

（2）多晶硅生产技术持续进步，产业自给能力迅速提高　2012 年，我国万吨级多晶硅生产线已投产，低能耗还原、冷氢化、高效提纯等关键技术环节进一步提高，副产物综合利用率进一步增强。先进企业每生产 1kg 硅用电达到 80kW·h、生产成本达到 19 美元/kg。多晶硅生产规模进一步扩大，有望彻底摆脱依赖进口的局面。2012 年我国已具备投产能力的多晶硅企业达到 50 家以上，产能达到 19 万 t，多晶硅产量达到 7.1 万 t，约占全球总产量的 30%，如图 3-8 所示。多晶硅自给能力的迅速提高，将对我国光伏产业保持全球竞争优势提供有力支撑，也将为中美之间可能爆发的光伏产品贸易战争取得更加有利的筹码。

（3）国外市场增速趋缓，国内市场加速崛起　受欧美债务危机和欧洲光伏补贴持续下调影响，2011 年全球新增光伏装机量达到 30.2GW，同比增长



	2009年	2010年	2011年	2012年
全球产量/MW	97 600	160 000	240 000	234 000
我国产量/MW	20 025	45 000	84 000	71 000
增长率(%)	300	124	87	−15

图 3-8　2009—2012 年我国多晶硅产量、增长率以及全球多晶硅产量情况

72.6%，如图 3-9 所示。值得关注的是，国内光伏市场将会加速兴起。受益于 2011 年出台的一系列利好措施：一是国家发展和改革委员会正式出台了全国统一的 1.15 元/(kW·h) 上网电价；二是国家太阳能发电“十二五”装机量规划，由最初的 5GW 改为 10GW，最终改为 15GW，极大拉动国内市场发展，2011 年国内装机量超过 1.5GW。2012 年仍保持较高的发展态势，主要原因有三：一是当前我国光伏产业产能增长过快且产品主要依赖出口，急需加速启动国内市场以缓解对外依赖度过高的问题；二是启动国内市场也是应对美国启动的“双反”调查的有力回击；三是 2011 年国家出台了上网电价，且国内装机成本大幅下降，

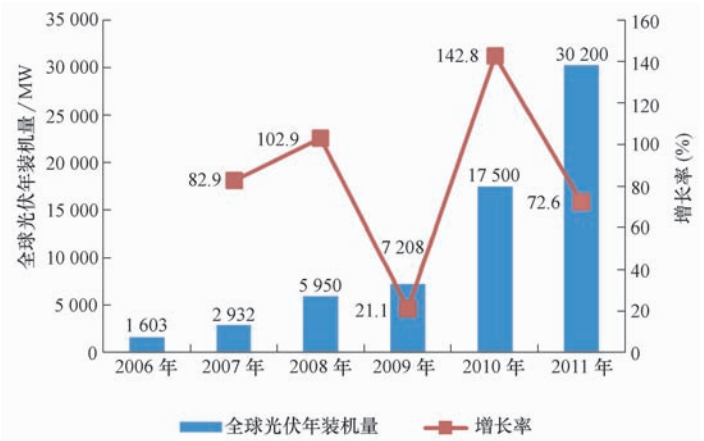


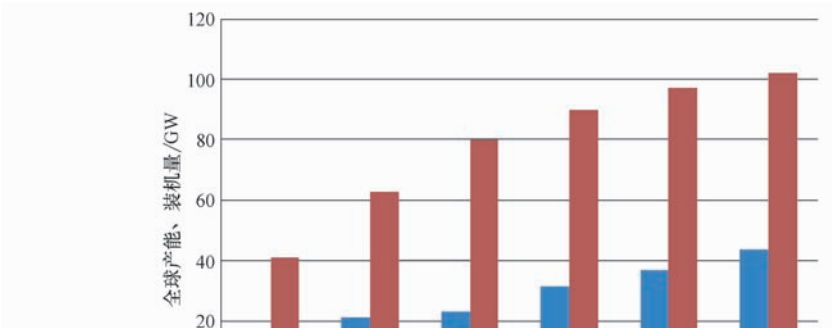
图 3-9　2006—2011 年全球光伏年装机量情况

注：数据来源于 CPIA。

加上光伏市场竞争激烈，组件企业纷纷向下游的光伏系统集成延伸。2012 年光伏装机量达到 4.5GW，但即使如此，我国近 90% 的光伏产品仍需依赖国外市场。

2. 市场供需失衡压力持续增大，产业整合不可避免

光伏产业作为朝阳产业，未来市场将会呈现指数增长，但短期内产业仍将承受较大的供给压力。据中国光伏产业联盟不完全统计，全国 156 家电池组件企业 2011 年电池片产能已超过 35GW，2012 年产能在 40GW 以上。欧盟 2011 年 9 月份发布的报告也显示，2012 年全球太阳电池产能将达到 80GW，我国占据超过 50% 份额。与快速增长的太阳电池供给量相比，光伏需求量增长则显得相形见绌。据 2011 年 6 月欧洲光伏工业协会对 2011—2015 年的市场需求量预测数据显示（见图 3-10），2012 年和 2013 年光伏市场需求在 30GW 左右，因此仅当前我国的产能已可满足未来 2～3 年全球光伏市场需求，光伏市场的增长速度远不能跟上产能扩张的步伐。2012 年这一市场仍承受着价格和整合压力，一批不具备竞争力或贸然进入光伏领域的光伏企业在激烈的竞争中被整合或淘汰。值得关注的是，在供需失衡加剧的情况下，我国在海外上市光伏企业股价可能持续下跌且遭受国外评级机构唱空，极有可能被国外资本乘虚而入，利用产业整合和贸易战等时机，掌控我国优势企业主导权，甚至使我国光伏产业日益空心化。



	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
全球装机量/GW	16.6	21.1	23.2	31.4	36.7	43.9
全球产能/GW	41	63	80	90	97	102

图 3-10　2010—2015 年全球太阳电池产能和装机量情况及预测

注：产能数据来自欧盟委员会联合研究中心（JRC），需求数据来自欧洲光伏工业协会（EPIA）。

3. 产品价格仍将下跌，企业经营压力增大

2011 年年初，光伏产品供应量大幅提高，但光伏市场受政策不稳定的影响，光伏产品库存积压严重，价格暴跌，目前已经逼近成本价，极大地挤压了光伏企业的利润空间，主要光伏企业毛利率同比和环比均持续下滑。原本各企业希望 2011 年第四季度会受到欧洲市场 2012 年将下调补助金额政策的影响，提前出现安装潮，但相关订单并未出现。加上 2011 年第四季度和 2012 年第一季度由于受天气和欧美国家适逢圣诞节休假等原因影响，市场萎靡已不可避免。2012 年，部分资金需求急迫的企业为获得现金，在现货市场上加速抛售手中的库存和原料，加剧了价格下跌的步伐。

4. 美国挥舞“双反”大棒，产业面临严峻贸易保护挑战

2011 年 10 月 19 日，以德国 SolarWorld 为首的 7 家企业联合向美国政府递交了对中国出口到美国的太阳电池（板）进行反倾销和反补贴（简称“双反”）调查申请，美国商务部已于 2011 年 11 月 8 日启动立案调查。2012 年 10 月 10 日，美国商务部发布最终裁决结果，对中国出口到美国的太阳能光伏产品征收 14.78% ~15.97% 的反补贴税和 18.32% ~249.96% 的反倾销税。税率公布后，我国出口至美国的光伏产品贸易额大幅下滑。

5. 各路资本竞逐光伏产业，行业竞争愈加残酷

在 2012 年，一些竞争力低下的中小企业逐渐被淘汰，但也有一些行业外的大型企业利用产业整合期，凭借资本和管理优势涌进该行业，如富士康高调宣称将投资 1 000 亿元进入电池组件环节，未来行业的淘汰与发展将并行。同时，未来行业的竞争，将不是产业链某个环节间的横向竞争，而是一个产业链条之间的整体竞争。为了增强自身的抗风险能力，光伏企业要么自身垂直一体化发展，要么以产业集团军的形式，通过长期合约或控股整合上下游产业链，通过供应链管理降低企业的生产成本。此外，部分资源丰富的西北部城市也纷纷出台以资源换项目的政策吸引光伏企业投资，使得一些企业的光伏业务仅仅是换取其他资源的筹码，企业的小额盈亏已并不重要。业内均认为光伏产业“前途是光明的，道路是曲折的，只要熬过此严冬，未来一片美好”，因此寒冬期的竞争将会更加激烈和非理性。

综上所述，2012 年我国光伏产业步入大调整期。虽然产业规模仍将保持稳步增长，产业对外依赖度逐步下降，但由于市场供需失衡严重，外加美国“双反”调查重压，行业竞争将愈加残酷与非理性，产业整合迫在眉睫，企业开始

进入薄利时代，优质企业面临国外资本入侵的严峻挑战。

3.3.2 需要关注的几个问题

1. 行业发展面临“高能耗高污染”的误导

光伏产业特别是上游多晶硅环节发展时间短，在发展初期由于技术尚未完全掌握，部分企业存在能耗高、副产物得不到充分利用等问题，光伏产业戴上了所谓“双高”的帽子。虽然近些年来，随着多晶硅企业规模的壮大和技术的进步，生产能耗不断降低，万元 GDP 产值已达到全国平均水平，绝大多数企业已实现闭环生产，四氯化硅等副产物也得到有效利用，但“双高”的帽子并没有从多晶硅头上摘掉，反而被错位至下游的电池组件环节，认为“光伏产品大量出口相当于大量输出紧缺能源”，使得光伏项目的审批、技改、产品出口等受到制约，严重影响了我国光伏产业的战略性新兴产业布局。

2. 供给端过热投入影响产业健康发展

资金持续投入可能导致供过于求。仅我国 2012 年的产能已大抵可满足全球未来几年的光伏市场需求。但 2010 年我国光伏行业高额的投资回报率，使得资本持续涌向该领域。尤其值得关注的是，当前为“十二五”发展规划期，各地方政府纷纷出台各种优惠政策，进一步催动各种资金要素持续投入到光伏产业中，产能的持续扩大，可能导致供大于求。据统计，在“十二五”期间，我国地方政府规划建设千亿光伏产业园区就达到 20 个，规划产值达到 2 万亿元。据 EPIA 预计，2015 年全球光伏装机约为 44GW，按 8 元/W 计，全球市场安装需求也仅为 3 520 亿元，差额巨大。

3. 有效引导产业发展面临整合成本高的制约

未来一段时间，我国光伏产业整合将不可避免。但在整合过程中也存在较多的问题：在光伏产业链各环节的企业中，除了硅锭/硅片环节的企业情况稍好之外，多晶硅企业由于规模小，生产成本高，可能面临无法收购的问题。电池片和组件企业的售后服务问题也将阻碍该环节收购成本估算的顺利进行。因此，一些大企业也表示“与其兼并不如新建”。光伏产业属于资本密集型产业，加上地方政府的大力支持，很多光伏项目的融资与地方政府有着千丝万缕的关系，光伏企业的倒闭除了对当地就业带来影响外，还有可能影响到地方政府的呆账和坏账，甚至会引发类似于温州借贷危机的社会问题。

4. 市场规模化启动面临并网难的牵制

国内光伏市场启动的主要症结在于光伏并网。一是并网标准滞后，光伏发电的波动性使得其在接入电网时，可能会产生谐波、逆流、网压过高等问题，对现成电网造成一定的冲击，因此也受到电网公司的消极处置。二是电源结构不合理，光伏发电的间歇性和不可预测性等特点使得在调峰调频方面需要较多的其他电力来平衡，如抽水储能、燃气燃油电站等，这将给电网的调度增加负担，也会影响到现有电厂的利益。三是电网配套落后，我国并网的光伏项目主要建设于西北地区，就地发电就地消化，但当地电网的消纳能力有限，若不能尽快建成高压远距离输电，实施大区域调度和理顺电网公司等各方利益关系，则并网难的问题仍将存在，国内光伏市场的启动可能仍将是空口号。

5. 过度依赖国际市场制约产业规模发展

我国光伏产业的发展主要依赖国际市场，随着全球金融危机的冲击，发达国家加强对本国新能源产业的保护，我国光伏产业发展面临国际贸易保护主义的严峻挑战，一旦国外补贴政策发生变动或实施贸易保护，我国光伏产品的市场格局将被冲击。特别是在国内还没有大规模应用的情况下，企业生存将会受到严重影响。因此，如何针对我国实际情况加速扩大国内光伏市场规模，必须抓紧研究。

3.4 发电成本现状及前景

3.4.1 光伏发电成本测算

光伏电站的发电成本主要由初始投资成本、财务成本、运营维护成本、光照时间等因素组成，如图 3-11 所示。

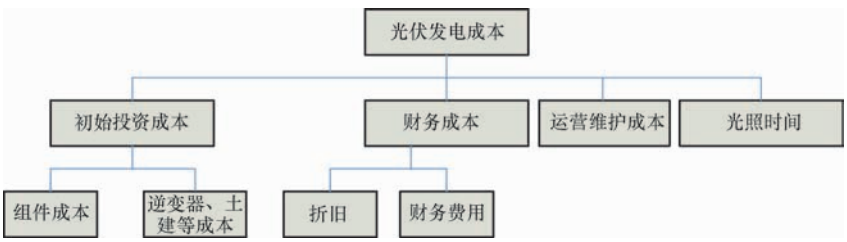


图 3-11 光伏电站发电成本构成

1. 并网光伏电站的投资成本分析

电站建设的投资成本主要包括光伏组件和建设安装（土地、支架）等。投

资成本以折旧形式转换到电价中。目前，晶硅电池的光伏组件价格约为 12 元/W，建设安装（含土地、支架、安装）、输电器、设备运输和入网监测费用等成本见表 3-5。项目按 70% 的负债率算，贷款利息为 5% 。

表 3-5　光伏电站初始投资成本组成

投资成本各组成部分	平均价格/(元/W)	成本占比(%)
光伏组件	12	50.4
建设安装(土地、支架、安装)	6	25.2
并网逆变器	2	8.4
输电器	1	4.2
设备运输	0.8	3.4
安装调试与入网检测	2	8.4
合计投资成本	23.8	100

2. 并网光伏发电的运营成本分析

光伏发电的运营成本主要包括固定资产折旧、财务费用和工资、维修等运营费用，见表 3-6。其中：

- 利息 = 企业的投资成本 × 负债率 × 利率
- 折旧 = 总投资成本 ×(1 − 残值率)/折旧年限

基于“金太阳”示范工程的要求，假设负债率为 70%，折旧年限为 20 年，贷款利率为 5%，残值率为 10%，合计每瓦的年运营成本约 2.144 元，其中折旧占比 63.1% 。

表 3-6　光伏发电运营成本组成

运营成本各组成部分	费用/(元/W)	成本占比(%)
折旧 = 总投资成本 ×(1 − 残值率)/折旧年限	1.071	63.1
财务费用	0.833	24.5
债务融资 = 总投资成本 × 负债率	16.66	
利率	5%	
运营费用	0.24	12.4
工资及福利费用	0.08	
年运行及维护费用	0.08	
设备大修费用	0.08	
合计运营成本	2.144	100

3. 发电成本

发电成本［元/(kW·h)］由发电系统每瓦装机的年运营成本和年有效发电小时数共同决定。若按每年有效日照时间 1 800h 算，则发电成本为（2.144/1.8）元/(kW·h)=1.19元/(kW·h)。若负债率为零（即全款投资建设光伏电站）则发电成本为（1.311/1.8)元/(kW·h)=0.728元/(kW·h)。

拟投标上网电价还要在发电成本上加上 5% ~10% 的利润空间。根据表 3-7 的计算，税前平均发电成本为 1.33 元/(kW·h)，税后的平均发电成本为 1.26 元/(kW·h)，10% 利润空间下的拟投标上网电价约为 1.38 元/(kW·h)。

表 3-7　拟投标上网电价计算

每瓦装机的年发电量(kW·h)=1W×有效发电小时数/1 000	1.8
税前发电成本[元/(kW·h)]=合计运营成本/每瓦装机的年发电量	1.33
增值税率	17%
税后发电成本[元/(kW·h)]	1.26
利润率	10%
拟投标上网电价[元/(kW·h)]=发电成本×(1+利润率)	1.38

上面的计算还没有考虑到逆变器转换效率、电力传输等所带来的损耗。

总体来说，我国光伏发电与常规电力［发电侧约为 0.3 元/(kW·h)，配电侧约为 0.6 元/(kW·h)］相比并不具市场优势，即使与其他能源如水电［成本约为 0.2 元/(kW·h)］、核电［成本约为 0.2 元/(kW·h)］、风电［成本约为 0.6 元/(kW·h)］相比也不具备竞争优势，因此当务之急是通过技术进步和成本的下降，不断降低光伏发电成本。

3.4.2　光伏发电的补贴方式

并网电价水平的高低是判断光伏发电是否能被电网接受以及企业是否盈利的关键，受组件成本及光电转换率等因素制约。从上面的计算可以看到，目前光伏发电成本在 1.38 元/(kW·h) 左右，仍大幅高于常规燃煤发电成本［0.3 元/(kW·h)］，尚不具备大规模并网发电的经济性，因此光伏市场仍未能有效打开。世界各国光伏市场的发展主要靠政策扶持，由于各国的太阳能资源条件不同、经济发展水平和负担能力有差距、建筑容积率等有所差别，所以光伏发电价格的表现形式也有所不同，大体来说主要分为以下四种：

1. 电力强制入网和收购

通过法律或政策规定，强制电网公司在一定期限内按照规定的价格收购光伏发电电量。它包括固定价格和浮动价格两种形式。两者的差别之处在于定价方式以及价格在规定的期限内是否有变化。固定电价的优点在于操作方便，政策执行效率较高，可创造良好的投资环境；其缺点是不能及时反映光伏发电的技术发展水平，造成用户负担过重。浮动电价则是以常规电力为基础，每年设定一个上浮额度，这种机制可有效地反映出光伏发电的市场竞争力，但操作比较复杂，执行难度稍大。德国、意大利、西班牙等多数国家均实行此种上网电价策略，并且取得了较好的效果。

2. 光伏项目招标价格体系

这种电价体系一般由政府发布，对特定的一个或几个光伏项目公开招标，以竞标企业的电价或其他指标为准，确定发电项目的开发商，项目开发商从而得到了项目的特许经营权。这种方式的好处是引入市场竞争机制，及时发现合理的上网电价，促进产业发展。但在招标过程中，由于机制不同容易导致竞标价格过低，不易发现合理的上网电价，不利于光伏产业的发展。世界各国的可再生能源产业发展一般都先通过项目招标工程，继而过渡到电力强制入网和收购政策。目前，我国光伏产业也遵循此路线，如 2009 年的敦煌 10MW 光伏并网项目，2010 年的西部 8 省区 280MW 光伏并网项目等均属于此种情况。

3. 光伏初始安装补贴方式

这种电价体系是由政府设置该地区的安装上限或安装容量标准，项目开发商向政府申请，通过政府审批后，政府将会对光伏电站的初始投资进行一次性补贴。这种补贴方式与上网电价补贴不同，上网电价是以消耗未来的资金进行补贴，而初始安装补贴则是一次性补贴，本着有多少钱办多少事的原则，比较受到政府管理人员的青睐。但其缺点是，项目开发商在后期的维护热情不足，另外在初始安装时也容易出现以次充好的情况。早期的光伏电站多数采用此种方式，如日本和美国加利福尼亚州地区的“太阳能屋顶计划”。我国的“光伏建筑一体化”和“金太阳”示范工程等也属于此类范畴。

4. 可再生能源电力交易

这类电价体系包括两种具体的形式，即市场价格体系和绿色价格体系，前者一般体现为配额形式，通过在市场上进行证书交易形成可再生能源电力市场价格。此种机制的好处在于通过市场交易形成合理的可再生能源电价，但实际实行中往往由于惩罚尺度不好把握从而导致电力公司不愿执行配额，宁愿接受惩罚。

后者则基于电力最终消费者的自愿行动，一般不进行证书交易。此种机制的好处在于宣扬低碳生活理念，但只能在环保深入人心的地区实行。美国就实行电力配额政策，强制电力公司购买定额的可再生能源电力，否则会遭到惩罚。另外，比利时也实行绿色价格体系，均取得了较好的效果。

3.4.3 我国现行补贴方式下的发电成本测算

1. “金太阳”示范工程项目

“金太阳”示范工程是由我国财政部、能源局、科技部和住建部四个部委推动的光伏项目，自 2009 年开始实施，主要对 50kW 光伏建筑一体化项目和 300kW 以上的“金太阳”示范工程进行补贴。补贴资金来源为中央财政从可再生能源专项资金中安排部分资金支持实施“金太阳”示范工程。根据 2011 年最新的政策，2011 年光伏项目的补贴标准为光伏项目的关键设备按中标协议供货价格的一定比例给予补贴。其中，2010 年用户侧光伏发电项目补贴比例暂定为 50%，偏远无电地区的独立光伏发电项目为 70%，光伏电站建设的其他费用采取定额补贴。2010 年补贴标准暂定为用户侧光伏发电项目 4 元/W（其中建材型和构件型光电建筑一体化项目为 6 元/W），偏远无电地区独立光伏发电项目 10 元/W（其中户用独立系统为 6 元/W）。

按 2010 年光伏组件的中标价格 10.8 元/W（上海太阳能科技有限公司），并网逆变器的中标价格 0.86 元/W（北京科诺伟业），其他土建项目按 4 元/W 进行补贴，根据上面的计算方法（负债率为 70%，贷款利率为 5%，设备折旧为 20 年），可以测算出 2010 年光伏项目的发电成本，见表 3-8 和表 3-9。

表 3-8 投资成本

投资成本各组成部分	平均价格/(元/W)	成本占比(%)
光伏组件	10.8	48.1
建设安装(土地、支架、安装)	7	31.2
并网逆变器	0.86	3.8
输电器	1	4.5
设备运输	0.8	3.5
安装调试与入网检测	2	8.9
合计投资成本	22.46	100
政府的投资补贴	(10.8 + 0.86) × 50% + 4 = 9.83	
企业投资成本	12.63	

表 3-9　运营成本

运营成本各组成部分	费用/(元/W)	成本占比(%)
折旧 = 企业投资成本 ×(1 - 残值率)/折旧年限	0.568	59.7
财务费用	0.442	26.1
债务融资 = 企业投资成本 × 负债率	8.841	
利率	5%	
运营费用	0.24	14.2
工资及福利费用	0.08	
年运行及维护费用	0.08	
设备大修费用	0.08	
合计运营成本	1.25	100

按照我国东南沿海地区每年发电有效小时数 1 800h 算，则在“金太阳”示范工程的补贴下，我国的发电成本为（1.25/1.8）元/(kW · h) = 0.694元/(kW · h)。这一价格已经接近用户侧“平价上网”水平，同时也远低于全国工业用电水平(见表 3-10)。

表 3-10　我国部分省、市工商业用电（小于 1 000V）价格

[单位：元/(kW · h)]

省市名称	尖峰电价	高峰电价	平段电价	低谷电价	白天平均电价
北京市	1.368	1.253	0.781	0.335	1.104 75
上海市		1.168	0.74	0.274	1.007 50
浙江省	1.418	1.113		0.59	1.020 38
河北省	1.163	1.127 8	0.713 1	0.321 4	0.955 10
福建省		1.334 9	0.839 7	0.517 4	0.944 83
广东省	0.914 8				0.914 80
山东省	0.836 3				0.836 30
海南省	0.836				0.836 00

2. 大型光伏招标项目

大型光伏招标项目是国家为发挥西部地区太阳能资源优势，推动光伏发电技术进步和产业发展，积累大型光伏电站建设和管理经验而启动的大型光伏并网电站工程。光伏电站特许权项目招标和建设，将进一步加快我国光伏电站建设进

程，通过市场竞争发现光伏发电的合理电价，以落实光伏上网电价，推进光伏发电产业健康持续发展。

2010 年，国家第二批大型光伏招标项目总容量为 280MW，分布在西部 8 省区 13 个项目中，招标主要以价低者得的原则。

2010 年光伏组件的中标价格为 10.8 元/W（上海太阳能科技有限公司），逆变器的中标价格为 0.86 元/W（北京科诺伟业），其他土建项目按 4 元/W 进行补贴，负债率为 70%，贷款利息为 5%，电站寿命为 20 年，西部年有效日照时间为 2 000h，根据上面的计算方法，可以测算出 2010 年光伏项目的发电成本，见表 3-11 和表 3-12。

表 3-11　投资成本

投资成本各组成部分	平均价格/(元/W)	成本占比(%)
光伏组件	10.8	48.1
建设安装(土地、支架、安装)	7	31.2
并网逆变器	0.86	3.8
输电器	1	4.5
设备运输	0.8	3.5
安装调试与入网检测	2	8.9
合计投资成本	22.46	100

表 3-12　运营成本

运营成本各组成部分	费用/(元/W)	成本占比(%)
折旧 = 总投资成本 ×(1 − 残值率)/折旧年限	1.010 7	49.6
财务费用	0.786 1	38.6
债务融资 = 总投资成本 × 负债率	15.722	
利率	5%	
运营费用	0.24	11.8
工资及福利费用	0.08	
年运行及维护费用	0.08	
设备大修费用	0.08	
合计运营成本	2.036 8	100

发电成本由发电系统每瓦装机的年运营成本和年有效发电小时数共同决定，并受到增值税的影响。拟投标上网电价还要在发电成本上加上 8% 的利润空间。根据表 3-13 的计算，税前平均发电成本为 1.018 4 元/(kW · h)，税后的平均发电成本为 1.19 元/(kW · h)，10% 利润空间下的拟投标上网电价约为 1.286 元/(kW · h)。

表 3-13　拟投标上网电价计算

每瓦装机的年发电量(kW · h) = 1W × 有效发电小时数/1 000	2
税前发电成本[元/(kW · h)] = 合计运营成本/每瓦装机的年发电量	1.018 4
增值税率	17%
税后发电成本[元/(kW · h)]	1.19
利润率	8%
拟投标上网电价[元/(kW · h)] = 发电成本 ×(1 + 利润率)	1.286

在负债率为 0 的情况下，税前发电成本为 0.625 元/(kW · h)，税后发电成本为 0.731 元/(kW · h)。在考虑到 8% 的利润率后，拟投标上网电价为 0.789 元/(kW · h)。而在日照资源更为丰富的地区，拟投标的上网电价成本将更低。不考虑其他因素，单纯从电站的建设成本来看，在 2010 年国家第二批光伏电站特许权招标工程中，中标电价普遍低于 1 元/(kW · h)，最低电价为 0.729 元/(kW · h)，这些中标电价并不算很离谱，由于中标的企业主要是国有企业，这些企业资金充足，完全有实力在负债率较低的情况下投资建设电站。

3.4.4　我国光伏发电电价展望

以 2009 年的基准电价 1.5 元/(kW · h) 计算，光伏电价每年以 8% 的速度下降，而 2009 年常规上网电价为 0.34 元/(kW · h)，每年以 6% 的速度上涨，则到 2015 年光伏装机可达到 1.5 万元/kW，电价为 1 元/(kW · h)。到 2020 年装机可实现 1 万元/kW，电价达到 0.6 ~ 0.8 元/(kW · h)，届时可实现“平价上网”。以 2009 年装机量为 100MW 算，每年以 53% 的装机速度增长，则到 2020 年装机容量可达到 100GW。以年均日照时间 1 400 h 算，则上网电价的累计补贴金额约为 1 028.61 亿元。

3.5　发展政策与目标

由于太阳能光伏发电成本仍然较高，因此产业的发展需要政府政策的扶持。

自光伏产业发展以来，我国从中央政府到地方政府，出台了一系列措施，确保光伏产业健康有序发展。

2005 年，我国颁布了《可再生能源法》，奠定了我国太阳能光伏产业等可再生能源发展的基础。该法规制定并实施了可再生能源的总量目标、发电强制上网、分类优惠上网电价、费用分担、专项资金等制度以及信贷、税收优惠等政策措施，并通过开展资源评价、组织特许权招标、推进重大工程示范项目建设等方式，基本建立了促进可再生能源发展的机制。

促进可再生能源发展政策主要包括：一是制定并实施《可再生能源发展中长期规划》及《可再生能源“十一五”发展规划》，确定了国家发展太阳能光伏等可再生能源的近、中远期总量目标，对引导全社会新能源投资、培育新能源市场起到了较好的促进作用。二是制定了《可再生能源发电价格和费用分摊管理实行方法》《可再生能源电价附加收入调配暂行方法》等政策，建立了可再生能源发电成本的全社会费用分担机制，明确了电价附加的额度、收取的方式和用途，建立了可再生能源基金来源机制。三是通过开展两批共计 300MW 的特许权项目招标，促进太阳能光伏发电成本迅速下降，根据不同地区的资源特点和建设条件，以特许权招标方式发现合理价格区间为基础，以待后续形成光伏发电的区域标杆电价，有效促进了光伏发电的规模化发展。四是建立了可再生能源发展专项资金，专项用于太阳能光伏发电发展，有效推进了太阳能光电建筑应用及“金太阳”示范工程。建立了支持可再生能源技术研发、产业发展、市场应用等各方面的财政投入政策框架。

2010 年，为加快转变经济增长方式，我国作出发展战略性新兴产业的部署，国务院出台了《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》。太阳能光伏产业是重点支持的 7 个战略性新兴产业内容之一。根据该文件，到 2015 年，战略性新兴产业将形成健康发展、协调推进的基本格局，对产业结构升级的推动作用显著增强，增加值占国内生产总值的比重力争达到 8% 左右。到 2020 年，战略性新兴产业增加值占国内生产总值的比重力争达到 15% 左右，吸纳和带动就业能力显著提高。到 2020 年，新能源与新材料、新能源汽车产业一起成为国民经济的先导产业，为经济社会可持续发展提供强有力的支撑。为建立支持新能源发展的制度保障，将实施新能源配额制，推动新能源产业稳定持续发展。

在 2011 年，为进一步明确可再生能源发展方向和思路，启动了可再生能源“十二五”发展规划研究，分析了太阳能光伏发电所面临的主要问题，一是成本

高仍是制约太阳能光伏发电规模化发展的主要因素，二是并网接入与运行管理机制是制约分布式光伏发电规模化发展的关键因素等。并以此为基础，形成了“十二五”期间太阳能光伏发电的基本原则：规模发展与降低成本相结合、技术进步与公平竞争相结合、集中开发与分散利用相结合、多元利用与管理创新相结合等。同时，也明确了“十二五”期间的发展目标：通过市场竞争机制和规模化发展促进成本降低，提供经济竞争力，尽早实现太阳能光伏发电用户侧“平价上网”；加快推进技术进步，形成我国太阳能光伏发电产业的技术路线，巩固在该领域的国际市场竞争优势，建立适应太阳能光伏发电发展的管理体系和政策体系，为太阳能光伏发电发展提供较好的体制和政策环境。到 2015 年，太阳能光伏发电装机容量达到 15GW，发电量达到 200 亿 kW·h。到 2020 年，太阳能光伏发电装机容量达到 50GW。

未来，新能源的发展将具备可再生、清洁、经济性好三个特征，而太阳能光伏发电刚好具备这几个特点。光伏能源取自太阳，取之不尽，用之不竭；光电转换无声无息，无污染物排放。未来随着技术进步和规模的扩大，光伏发电成本将不断降低。因此，在后化石能源的多样化能源时代，光伏能源无疑是新能源中的理想候选能源之一。

从装机潜力看，据统计，我国适合安装光伏电池板的屋顶和南立面面积总计达到 185 亿 m^2，按照平均每平方米安装 120W 太阳电池板计，则可以安装 2 220GW。另外，我国有着大片的沙漠、沙漠化土地和潜在沙漠化土地，总计约 120 万 km^2，$1km^2$ 土地可以安装 40MW 太阳电池，2% 的荒漠即可安装近 1 000GW。因此，光伏发电装机量的增长将有利于我国能源结构调整，缓解当前能源严重依赖煤炭资源的境况。

从节能减排看，根据目前的工艺水平，每生产 1W 太阳电池大概耗电 1.61kW·h，按年满发 1 200h 计，则其能量回收周期约为 1.34 年；按太阳电池寿命为 25 年计，1W 电池在其寿命周期内将可发电 30kW·h。按每度电节约 1kg 二氧化碳算，则每瓦太阳能电池可减排二氧化碳 1.2kg；按每度电耗标准煤 326g 算，则可节省标准煤 0.4kg。到 2015 年，我国光伏发电累计装机量达到 35GW，则每年可减排二氧化碳 4 200 万 t，节省标准煤 1 400 万 t。

从发电经济性看，截至目前，光伏装机成本已经下降至 9～10 元/W，在东南沿海地区，发电成本可达到 1～1.3 元/(kW·h)，在一般工商业上，已基本实现用户侧平价上网。因此，太阳能光伏发电已具备规模化发展的基础。

第 4 章　发展光伏发电产业必须要解决的若干问题

从长远观点来看，有效地发展光伏发电产业必须要处理好如何扩大应用和规范发展、有效支持技术研发、巩固产业基础以及控制应用成本等问题。

4.1　扩大应用问题

4.1.1　全球光伏装机市场整体规模发展迅猛

近些年来，世界各主要国家在新能源领域的相关政策不断出台，特别是在德国、意大利等欧洲国家的带动下，全球光伏发电市场呈现快速发展态势，产业规模不断扩大。2010 年，全球新增装机量超过 16.6GW，与 2009 年的 7.3GW 相比，增长率超过 120%。同时，国际市场不断出现分化，由原先德国、美国、日本等少数几个国家对市场的主导，演变为越来越多国家对光伏发电市场的占有。图 4-1 描述了最近十年全球光伏发电新增装机量情况，总体势头迅猛。

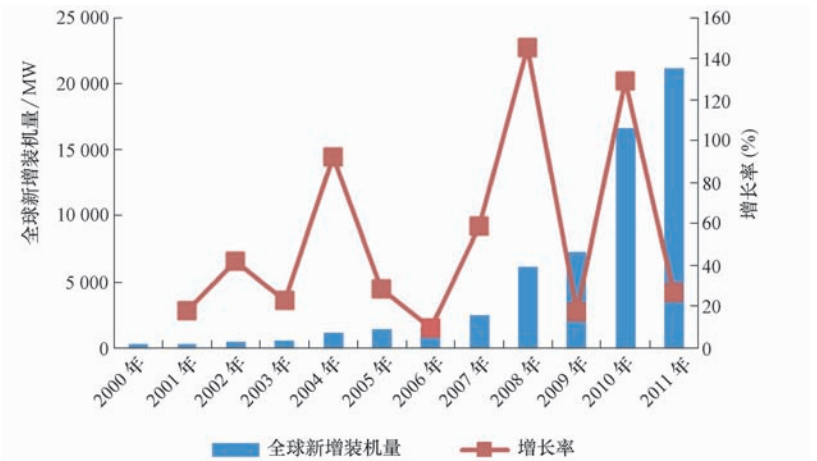


图 4-1　2000—2011 年全球光伏发电新增装机量情况

注：数据来源于 Global market outlook for photovoltaics until 2015，EPIA，2011。

图 4-2 描述了世界主要光伏发电市场累计装机量份额的变化。

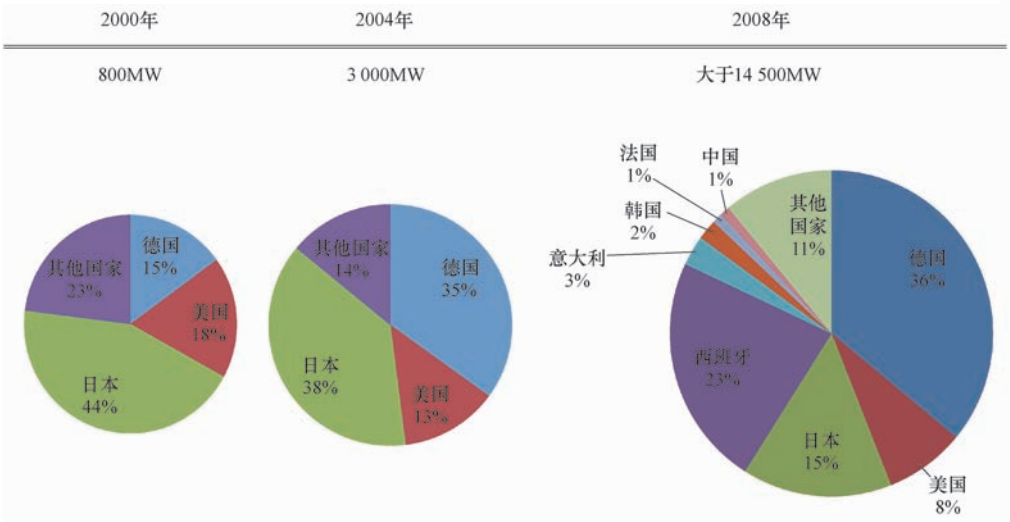


图 4-2　2000—2008 年世界主要光伏发电市场累计装机量份额

注：数据来源于 Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy，国际能源署（IEA），2010。

德国是对太阳能光伏发电大量补助的国家。其太阳能光伏产业始于 1991 年的“千屋顶计划”以及 1998 年的“10 万光伏屋顶计划”，并在 2004 年推出的上网电价法（即 EEG 法案，提出“再生能源电力强制收购电价政策”）的推动下呈现井喷式增长，带来了巨大的社会、经济和环境效益，从而使德国超越日本，成为最近几年全球最重要的太阳能光伏产品销售市场。仅德国一个国家，2010 年光伏发电总装机容量就已经达到了 17.2GW，新增装机量达到了 7.4GW，超过 2009 年全球新增装机量总和。虽然自 2010 年 7 月开始，德国政府开始下调光伏补贴，受其影响，德国光伏发电市场发展逐步放缓，但每年仍将有 3～5GW 的增长，据德国太阳能工业协会（BSW）预测，到 2020 年，德国太阳能光伏发电总装机量将达 52～70GW。

意大利效仿德国的模式，于 2001 年开始实施“一万光伏屋顶计划”，并于 2005 年 7 月颁布《能源鼓励基金》法案，启动上网电价补贴政策，促使本国光伏发电市场有了跨越式的发展。2010 年意大利新增装机容量达到 1.96GW。

日本在 1994—2003 年间对太阳能光伏产业成功实施了一轮补贴，促使本国 2004 年光伏发电累计装机量达到 1.1GW，成为当时全球光伏发电容量最大的国家。但是 2006 年的停止住户太阳能补贴方案使日本的光伏发电市场出现萎缩状态。为了促进光伏发电产业的民间投资和消费，日本政府于 2008 年制定《低碳

社会行动计划》，并于2009年1月起恢复对居民光伏发电系统的补贴，从而促使日本光伏发电市场2009年重回轨道，同年安装量几乎是2008年的两倍。2010年，日本光伏发电新增装机量达到1GW。

美国是世界上光照最丰富的国家之一，其《能源政策法》最早实施于1992年，现行对于光伏系统安装补贴的政策模式与欧洲国家不同，主要包括纳税抵扣、初装补贴和上网电价，同时辅以其他融资或审批扶持政策。美国的光伏发电产业比日本、德国等国家较晚，但却迅速形成了许多实力雄厚的知名企业，且其市场发展潜力巨大，在全球光伏发电产业中的地位也愈发重要。2010年，美国光伏发电新增装机量达到878MW。

除此以外，2010年，捷克、法国、比利时、西班牙等欧洲国家的光伏发电产业在德国、意大利等国家的带动下有了长足的发展；澳大利亚、韩国等国家的光伏发电产业规模发展迅速；而中国也首次跻身世界前十，新增装机量达到500MW。据Solarbuzz统计，2010年，全球100多个国家的光伏发电产业规模都有不同程度的发展；2011年全球光伏发电市场新增装机量达到30.2GW。

2010年，光伏发电装机量的大幅增长主要源于以下几个方面：首先，2008年年底以来，为了应对国际金融危机，各国政府都通过各种政策对市场进行了干预，对可再生能源产业提供更多的财政和货币政策支持，发展光伏发电是其主要措施之一；其次，随着2010年全球经济逐步回暖，光伏发电市场投资的高额回报率吸引众多投资者涌入，2009年哥本哈根会议的召开加强了国际社会对全球气候问题的特别关注，光伏等新能源产业备受推崇；第三，全球主要光伏企业纷纷扩大生产，规模化生产和技术的进步促使光伏组件的成本逐渐下降；第四，在德国的带动下，一些光伏生产大国逐渐下调光伏补贴，许多系统集成厂商纷纷赶在补贴下调前安装系统，导致德国等国家光伏发电装机量在短时间内大幅增长，同时带动其他一些国家的装机市场快速增长；最后，多晶硅等主要原材料价格的下降也有利于光伏发电产业的爆发性增长。然而，这种爆发性增长的潜在危机是显而易见的，德国、意大利等欧洲光伏发电主要市场正在调整其政策，预计未来几年欧洲光伏发电市场将会进入平稳增长期。

进入2011年，随着国际金融危机，特别是欧债危机的重新抬头和恶化，国际社会对新能源产业特别是光伏发电产业给予了更多的重视。同时，光伏组件价格将有10%～15%的下调预期，虽然许多国家陆续会下调光伏补贴，但是全球光伏发电市场将保持较为良好的发展势头，年增预期在20%～30%。

4.1.2 我国光伏发电应用现状及主要政策

我国2009年开始实施“金太阳”示范工程和光伏特许招标工程，在这些项目的带动下，我国光伏发电市场2010年新增装机量达到500MW，与2009年的160MW相比，增长3倍多，累计装机总量达到800MW，增长率超过160%。图4-3所示为我国光伏发电市场2006—2010年并网装机、离网装机以及累计装机量的发展状况。

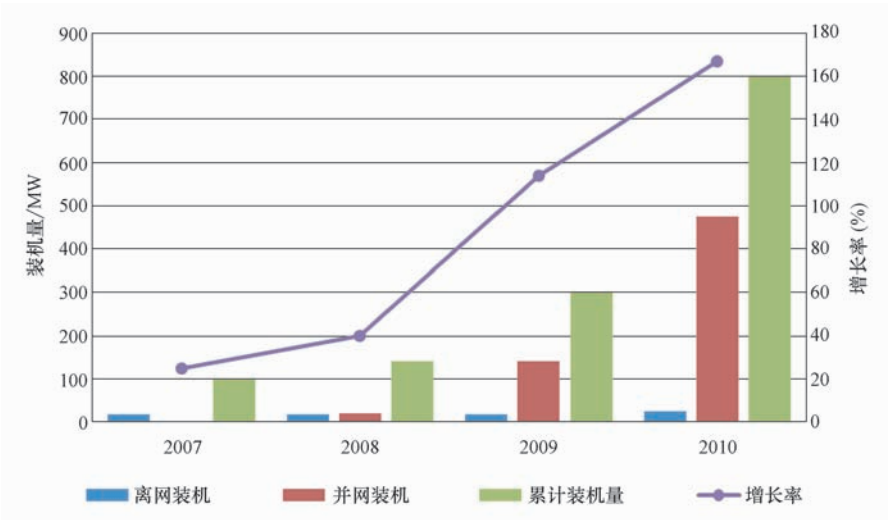


图4-3 我国光伏发电市场2006—2010年并网装机、离网装机以及累计装机量的发展状况

注：数据来源于国家能源局、CPIA。

2010年12月，科技部等四部委联合在北京明确表示，将在“金太阳”示范工程基础上，进一步加快推进国内光伏发电规模化应用，加大产业的国家扶持和补贴力度，特别是将给组件、逆变器、蓄电池等关键设备按中标协议价格给予50%的补贴，其他费用视不同项目类型分别按4元/W和6元/W给予定额补贴，并实施包括增加示范区数量、规范和简化并网程序、对富余电量实行全额收购等涉及并网发电、平价上网、运营模式等当前光伏发电产业运作面临的实际困难的措施，力争2012年以后每年国内应用规模不低于1GW，并将高新区、经济开发区等列为光伏发电集中应用示范区，首批13个光伏发电集中应用示范区已经确定。2011年我国光伏发电新增装机量达到2.7GW，累计装机容量达到3.5GW。

然而，从我国近几年光伏发电产业总的发展趋势来看，光伏发电装机主要集中于500kW以上，而500kW以下的光伏电站数量较少。参考其他主要光伏发电产业国的成功经验，小容量光伏发电系统的安装将占据较大的市场份额，且中小型光伏电站的建立和启动也比较容易吸引民间资本投资进入光伏发电产业，有助于光伏发电市场规模的进一步扩大和发展。

为了有效吸引投资，促进光伏发电产业的发展，我国国家和地方各级政府在《可再生能源法》等法律法规基础上，制定了一系列对于光伏发电市场的激励和支持政策。

从国家层面上，我国目前的光伏发电市场激励政策主要有两大类，初始安装补贴和固定上网电价补贴，只能两者选其一。

初始安装补贴政策主要适用于中小型光伏发电系统，包括太阳能光电建筑示范项目补贴和“金太阳”示范工程补贴。2009年，我国开始实施太阳能光电建筑应用示范项目和“金太阳”示范工程，标志着我国光伏发电市场正式启动。具体政策是，中央财政从可再生能源专项资金中安排部分资金，支持太阳能光电在城乡建筑领域应用的示范推广，支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术产业化。“金太阳”示范工程的补助标准是：并网光伏发电项目原则上按光伏发电系统及其配套输配电工程总投资的50%给予补助，偏远无电地区的独立光伏发电系统按总投资的70%给予补助。

对于大型光伏电站项目，目前仍采取一事一议的上网电价审批政策。2007年和2008年，国家发展和改革委员会分两次核准了上海、内蒙古和宁夏共4个光伏电站项目，上网电价均为4元/(kW·h)；2009年和2010年实施了两批大型荒漠光伏电站特许权招标项目，通过公开招标选择投资企业，采用特许权方式建设管理，上网电价通过招标确定。2010年又对13个280MW光伏并网发电特许权项目进行招标。另外，除了特许权招标竞价上网，针对特定项目也有光伏电站的审批电价。

除了中央政府对光伏发电产业的支持外，一些省市地方政府也根据地方的条件和优势，颁布实施了一系列的地方优惠政策。这些政策可以分为两类：一类是经济实力比较雄厚的东部省份，自筹资金对光伏发电项目进行额外的补贴，实施地方固定上网电价政策，主要有江苏省、浙江省和山东省；另一类是西部省份，充分发挥其有大量荒漠土地的优势，实施优惠的土地政策，吸引光伏电站落户当地，代表省份有甘肃省、青海省和宁夏回族自治区。

4.1.3 扩大光伏发电应用的主要途径

光伏发电的规模化应用是支持其市场化的前提，因为光伏发电是依赖于规模化发展盈利的技术，必须有足够的规模才能支持产业的发展和技术创新，必须有市场规模才能带动企业的投入。制定规模化应用路线，是带动光伏发电发展的关键。从目前光伏发电的国际发展形势来看：欧洲各主要国家以及日本的光伏发电产业已形成一定规模并且发展势头相对稳定；美国整体装机量虽不及欧洲，但发展潜力巨大，而且已经形成一批实力雄厚的大型光伏企业；澳大利亚光伏发电产业依赖于其世界第一的光照资源，具有成为世界主要光伏发电市场的潜力，最近几年发展迅猛。

发展光伏发电应用的途径主要有三种，即大规模发电、分布式发电和离网式发电。从国际成功经验来看，我国扩大光伏发电产业的应用规模，可以采取在广阔的非耕地区域建立中心电站，同时推广分布式并网发电，大规模发电、分布式发电、离网式发电相结合的模式进行发展。

1. 开展大规模并网发电，有效拉动光伏发电产业的整体发展

大型并网光伏电站是我国光伏发电的基本特色。首先，我国拥有大面积的荒地和荒漠资源可供开发应用，特别是西部地区的太阳能资源丰富，具有发展大型光伏电站的优势。其次，西部地区属于我国的主要能源供应基地，通过西电东送将电力输送给中东部地区，配套的大规模、远距离的输电网络不仅可以服务于水电、风电的输送，也可以为大规模太阳能光伏并网提供保障，而不会受到电网输出能力和就地消纳能力的限制。再者，可以发挥光伏发电与用电负荷高峰相匹配的优势，与其他能源形式相结合，实现风光互补、水光互补。

按照“十二五”期间太阳能光伏发电的目标，到 2020 年，全国累计光伏发电装机量 50GW，其中在西部建设百万千瓦级的大型太阳能光伏发电基地，总装机量将达到 20GW。

2. 推广与建筑结合的分布式发电，建立大量小型并网光伏发电系统

推广与建筑结合的分布式并网光伏发电应用，在商业建筑、居民小区、工业园区和公共设施等建筑屋顶安装光伏发电系统，这种应用方式不受电网送出能力的限制，位于负荷中心就可以就近上网、就近消纳，不会对电网造成冲击。这种模式在德国的太阳能产业发展中得到了成功应用，它在我国中东部人口居住密集地区的应用也将会推动我国光伏发电产业的发展。

预计到2020年，按照全国累计光伏发电装机量50GW计算，建筑光伏发电系统将达到20～30GW。

3. 扩大离网式发电应用范围，扩宽光伏发电应用领域

根据我国的特殊情况，在偏远、无电地区推广离网式发电应用，解决偏远地区的用电问题。扩大离网式发电在农村电气化、工业、通信、能源、交通、照明等领域，如太阳能通信电源、太阳能路灯、草坪灯、交通信号电源、城市景观、电动汽车充电站等分散利用方式。离网式发电每年也有几百万千瓦的应用规模。

预计到2020年，我国离网式光伏发电系统累计装机容量将达到5～10GW。表4-1为我国未来太阳能光伏发电规模化应用路线。

表4-1 我国未来太阳能光伏发电目标

光伏系统	2015年累计装机容量/GW	2020年累计装机容量/GW
大规模并网发电系统	5	20
与建筑结合的分布式发电系统	4	25
离网式发电系统	1	5
合计	10	50

4.2 规范发展问题

4.2.1 国际光伏发电产业的相关标准及规范化现状

整体上讲，虽然光伏发电产业启动与发展的时间都不长，但是由于它的发展潜力巨大，将很大程度上缓解未来的能源紧张状况，而且其清洁无污染的特点，普遍受到各国能源产业的极大关注。在各国政策的支持下，光伏发电产业在近些年来获得爆发式的增长。另外，在欧美、日本等发达国家政府的强力扶植以及相关能源机构的重视下，欧洲、美国、日本等主要光伏发电市场的相关标准和产业规范得到了快速的发展和完善。

从技术标准角度上看，美国、德国等国家是当今世界主要的多晶硅以及光伏发电设备生产国，由于采取了严格的准入标准和门槛（如关于太阳能光伏组件生产的美国UL标准及欧盟IEC标准），没有出现严重污染现象，且产品质量普遍很高，适合多种光伏产品应用；在电网技术指标上，对于配电侧并网的光伏发电系统的电能质量和安全性，美国公布了IEEE1574分布式发电的技术标准，

IEC 也已经公布了 IEC61727 光伏发电系统的并网接口技术标准，按照这些标准执行时完全能够保证电网的电能质量和安全性。

从价格管理角度上看，由于光伏发电产业是新型能源产业，初期成本较高，为了吸引投资，鼓励私有企业的资金和技术加盟，需要在维持合理上网电价的同时，保证企业收益，各国在光伏发电产业发展初期普遍采用政府补贴的形式对光伏发电的发展进行激励，成熟完善的补贴机制对光伏发电产业的发展起到巨大的推动作用。对于并网光伏发电，国际上通用的价格机制分为双价制和净电量计量。

1）双价制是德国和其他欧洲国家普遍采用的激励政策，无论是在配电侧（或用户侧）并网，还是在输电侧并网，均给光伏发电系统合理的上网电价，电力公司按照确定的价格支付给项目开发商，价格超出常规上网电价的部分在全国电网进行分摊，而用电户用电侧按照常规电价支付电费，卖电和用电是分开的。中国的《可再生能源法》就是按照这样的原则制定的。在我国，上网电价的管理办法目前仅在输电侧并网的大型光伏电站上采用。

2）净电量计量是美国和日本在过去配合初投资、初补贴主要推行的激励政策。净电量计量允许用户将光伏发电系统在用户侧并网，“自发自用”，用光伏发电抵消电网的用电量，减少了从电网的购电。这种政策仅适于在配电网的用户侧并网，不能用于输电侧并网的大型光伏电站。大型光伏电站是发电站，单向送电到电网，不可能“自发自用”，因此电网必须按照合理的上网电价购买光伏电量。

必须指出，采用政府对光伏发电进行补贴的模式在产业早期可以起到很大的促进作用，但是这种模式脱离市场价格机制，并不利于光伏发电产业的健康发展。自 2010 年起，德国等主要光伏生产大国已经开始下调对于光伏发电产业的政府补贴，同时制定多项政策进一步规范产业发展。

4.2.2 我国光伏发电产业规范化的现状

我国目前光伏发电产业的总体特点是，存在大量中小型投资企业，档次参差不齐，生产和技术标准不统一，缺乏相应的行业标准和行业规范；产业发展过快，相关法律法规不够健全；质量监督体系不够完善。

首先，与光伏发电产业相关的政策环境有待完善。在光伏发电产品的制造领域，从电池产量到设备制造，我国的光伏发电已经拥有了大规模发展的一定的产

业基础，但是由于光伏发电产业发展实践较短，政策的前瞻性不够，还缺乏长期的产业发展和市场发展目标。除了上网电价，国家对于光伏发电的发展规划还没有明确。2007 年国家发展和改革委员会公布的直到 2020 年的《可再生能源中长期发展规划》提出，将在 2010 年使我国全国的太阳能光伏发电总容量达到 30 万 kW，2020 年达到 180 万 kW。对于光伏发电的规模目标明显偏低，不利于整个产业的发展。另外，尽管“金太阳”示范工程已经在全国范围开始实施，但是 3 年的总量只有大约 700MW，平均每年的安装量不到 250MW，而 2010 年国内产能近 20GW，近 95% 的产量需要出口，国内光伏产业的巨大产能与国内市场的需求薄弱不成正比，过度依赖国外市场的状况使整个产业面临极大的隐患，国内市场的全面启动需要强有力的政策拉动。

其次，上网电价不明确，光伏发电产业利益不明，导致投资者对光伏发电项目缺乏兴趣，不利于光伏发电市场的健康发展。一方面，从我国市场发展的实际情况来看，由于目前采用的项目竞争是通过低价招标来完成的，无论是大型荒漠电站招标形成的上网电价［至 2010 年，特许权招标项目的标书平均报价为 1.036 元/（kW · h），光伏发电平均上网电价较 2008 年和 2009 年有了大幅度的降低］，还是和“金太阳”示范工程招标项目形成的组件和配套产品的价格都偏低，最低价中标的原则使发电公司和光伏电池供应商都必须将其收益压至最低，以争取获得项目开发权。这使得投资企业的利润空间极度紧缩，商业投资回报率较其他能源产业低很多。另一方面，由于上网电价迟迟不确定，实际产业操作利益无法明确，企业的投资回报期就很难确定，导致投资者很难对光伏发电项目产生兴趣，加之尚不完善的政策环境导致企业没有开发运营光伏发电项目的动力，这些都制约了光伏发电产业的发展。再有，国家对光伏发电产业的现行支持手段为各种补贴政策，缺乏市场价格机制的引导，虽然能够对产业的整体发展有一定作用，但不能作为长期手段，相关政策和规范化进程进展缓慢。

我国的“金太阳”示范工程 80% 的项目是属于按照“净电量计量”和“自发自用”的原则实施的，国家给予 50% ~70% 的初始投资补贴。国内电网企业对于采用上网电价的输电侧并网的大型光伏电站还是比较容易接受的，其管理模式同大型风电场一样或相近，大部分电力公司已经有很多相关的管理经验。但是目前我国对于配电侧并网的分布式光伏发电系统的推广却不顺利，很多屋顶光伏发电系统建成以后难以并网。这一方面是由于我国目前还没有可以依照执行的分布式发电并网的技术标准和相应的管理办法，分布式光伏发电系统无法做到统一

的入网模式；另一方面也与我国缺少规模化推广分布式发电系统的经验有关。

不容忽视的是，国内的光伏企业良莠不齐，为了追逐更高的利益，有些企业往往采用低价竞争、无序竞争的行为，产品质量以次充好，影响和破坏了产业的良性发展，更甚者影响到整个行业的声誉。由于现有的市场供不应求，所以很多电池组件厂商的产品质量都存在不同程度的问题。

另外，行业内很多企业缺少环保和社会责任理念，在利益诱惑下，一些多晶硅生产企业在环保不达标的情况下进行生产，由于目前我国在光伏发电产业领域缺少质量和生产所有环节相应的法律法规和社会监督机制，造成外界对原本是清洁能源产业的光伏发电产业能耗高、污染重的指责，不利于光伏发电产业的可持续发展。

4.2.3 促进我国光伏发电产业规范发展的具体措施

为促进我国光伏发电产业规范发展，亟须对现有的种种问题进行深刻的剖析，并通过政策和市场双层面的措施改善现有的产业标准和规范模式，实现整个光伏发电产业的健康发展。

（1）政策层面　需要建立对光伏发电整个产业持续稳定的长期扶植政策（如适当合理的政府补贴、并网发电全盘收购等），逐渐建立完善生产安全和产品质量的监督体系，提高政策透明度。

按照“净电量计量”的办法推广光伏发电系统时，由于用户发电可“自发自用”，所以从电网公司的用电购入量就会减少，显而易见会损害电网公司的利益，从而在政策上受到电网公司的排斥，因此在推行“净电量计量”分布式光伏发电系统时要考虑如何补偿电网公司的损失。例如，电网公司可以按照装机容量收取一定数额的“过网费”。

在发展光伏发电产业，特别是推广并网发电时，制订相关激励政策，如初期的政府补贴、并网发电全盘收购政策等。虽然光伏发电产业近几年内在各国政府的政策支持下获得了井喷式的发展，但是由于其是新兴产业，在初期发展时必然遇到很多的困难，特别是成本过高，直接影响企业的收益率。因此，有必要在产业发展早期制订持续稳定的长期国家扶植政策，如上网补贴政策等，调动企业积极性，吸引投资，促进产业规模化发展。

规范电网公司行为，实现电网与光伏发电的无缝连接，按照国家规定的价格实现全额收购。无缝连接是指，无论是大规模并网发电，还是分布式入网，都要

消除一事一议，实现无需审批的入网，消除光伏上网机制的障碍。

建立关于光伏发电系统方面的技术标准和认证体系，建立国家级高水平光伏发电检测机构，提升产品检测能力和检测水平，确立并维护检测的国际权威性。从质量上，通过产品检测认证，提高光伏产品质量，保障光伏发电自身安全和电网运行安全。

（2）市场层面　明确光伏发电产业的发展目标和市场规模，努力开拓国内统一的电力市场，如固定上网电价，制订清晰的、合理的价格机制，而不是采用长期政府补贴的方法。

明确发展目标和市场规模，是调动各方积极性为光伏发电产业发展进行长期投入的基础。我国应学习德国和其他主要光伏发电应用国家的先进经验以及我国发展风电的成功经验，制订政府层面的适合我国国情的中长期光伏发电产业发展规划，明确光伏发电产业发展目标，为我国光伏发电产业的健康发展营造良好的政策环境。

光伏发电产业是通过 15 ~ 20 年发电来获得经济和社会效益的产业，同水电、风电和煤电的发展一样，都需要价格支持，通过稳定的电价获得收益，它的发展必须用价格手段和市场机制来培育。世界各国的实践都证明补贴并非促进光伏发电产业发展的成功手段，因此需要研究制订适宜于大规模市场发展的清晰的、合理的光伏发电价格机制来保障光伏发电产业的可持续发展，而不是采用长期政府补贴的方法。成功的固定上网电价制度包括确定适当的上网电价，以及建立上网电价随发电成本变化调整的机制内容。在总量控制的前提下，根据不同资源情况，分年度分地区实施分区标杆电价，东部较高，其次为中部，西部地区电价较低，形成有资源差别的上网电价。另外，地方政府也可以根据当地资源及经济的条件，制订地方性的激励机制。

另外，光伏发电产业前景巨大，需要建立统一完善的光伏发电产业服务体系，如咨询、管理、交通运输、能源、技术反馈等。光伏发电具有较长的产业链，涉及材料生产、组件装配、设备安装、发电入网等多个环节，技术指标复杂，但由于其是新兴能源产业，发展时间较传统能源产业短，产业配套服务体系薄弱，如具有专业知识的高水平管理人员缺乏，相关咨询机构技术沉积少。应在国家相关政策拉动下，尽快建立与光伏发电相关的一整套配套服务体系，如高质量的管理、咨询、技术反馈等支持服务，以及从国家能源、交通部门获得优先和便利。

4.3 技术研发问题

4.3.1 国际光伏发电产业相关技术的总体现状及问题

光伏发电产业链包括多晶硅原料生产、硅棒/硅锭生产及硅片制造、太阳电池制造、组件生产、光伏产品生产和光伏发电系统等环节。光伏发电产业还包括产业链以外的诸多其他相关产业，如光伏产品生产及检测用设备制造，配套辅料以及用于并网的控制器、逆变器、蓄电池等产品制造，电网以及相关设施建设，送电通道建设以及交通运输等。产业内的技术研发主要关注于降低多晶硅原料生产能耗，提高太阳能组件效率，生产、安装及检测光伏发电设备，以及解决光伏发电入网等问题，其中最主要的是提高太阳电池的转换率。2009 年太阳能技术得到快速发展，世界主要太阳电池生产企业都将提高太阳电池的转换率作为技术突破的重点，通过采用新技术、新工艺、新材料等手段使太阳电池的转换率得到进一步提升，同时在薄膜太阳电池设备研发上也取得新的突破，这将促使太阳能产业在未来几年内得到质的飞跃，应用前景更加看好。同时，从全球整体来看，光伏发电产业的发展也遇到诸多技术问题。

1）单位面积电池板效率较低，必须采用大规模发电模式进行生产。目前用于发电的主流光伏产品为晶体硅电池，其成本较低，光电转化率相对其他光伏产品较高，但仍然距离其 80% 的理论极限十分遥远，工业生产最高仅可以达到 17% ~19%，实验室水平可达到 25%，所以实践中必须采用光伏发电的大规模应用进行电力生产。提高晶体硅电池的光电转化效率是目前光伏发电产业的首要技术问题。

2）光伏发电受多种因素影响，产量不稳定，且其规模化应用受到并网技术发展所导致的电网接入问题的制约。由于光伏发电受阳光、气候、地区、时间等诸多因素影响，产量不稳定，且其生产的电力为直流电，为避免对主电网造成冲击，不能直接接入电网，所以太阳能光伏发电的就地储存及并网技术成为制约光伏发电大规模应用的重要技术问题。目前国际上通行的做法是，将太阳能光伏发电先储存、再转化，之后并入水电、风电等电力通道，形成水光互补、风光互补的电力输送模式，从而有效避免光伏发电对现有电网的冲击。

3）具体到产品，晶硅电池目前占光伏发电市场主导地位，光电转换率与其他产品相比较高，且成本相对较低，产量占市场的份额一直在 80% 以上；薄膜

太阳电池拥有更高的光电转换效率，但是由于成本过高且不易于工业化生产，发展遭遇市场瓶颈；非晶硅和微晶硅产品的研制仍然在进行中，发展缓慢。

4.3.2 我国光伏发电产业技术研发现状及问题

总体来说，我国已经掌握了光伏发电产业链各个环节中的关键技术，国家和企业在光伏发电技术的研发投入有所增加，并在不断创新和发展，国内企业有些已经在产品质量和成本上成为世界领先。特别是2009年在山东德州由皇明太阳能公司和亿家能太阳能公司共同投资建立的“太阳谷”，已经成为世界上最大的可再生能源研发、检测、生产、教育基地，它的建成对我国可再生能源的可持续发展将产生巨大的推动作用。

但是，我国在光伏发电领域还存在相关工艺和设备的普遍技术落后、国家层面上的技术研发投入不足、基础研究薄弱、技术支撑能力不强等问题，制约了我国光伏发电产业核心竞争力的提高。另外，电网接入问题也是不容忽视的一个方面。

1）产业技术方面，电子浆料、石墨制品、石英制品、EVA高分子材料等太阳电池用配套材料，仍然主要依赖进口，国内相关企业总体上规模较小，研发能力薄弱，技术上没有完全突破，虽然已进行了一定的初步研究，但主要以仿制进口产品为主，大部分产品档次较低；国内的工艺更新速度无法为光伏发电产业快速发展提供技术支撑，高纯多晶硅生产用的氢化炉、四氯化碳闭环回收装置、大尺寸（450kg以上）铸锭炉、多线切割机、PECVD镀膜设备、自动丝网印刷机、全自动电池焊接机等晶硅电池用高档设备仍需进口；某些关键通用设备不能适应光伏发电产业进步的要求，如选择性发射电极技术、电池双面印制技术、激光背电极和背接触电极技术、双面钝化技术等提高晶体硅太阳电池效率的有效手段，以及薄膜太阳电池技术，其先进设备的更新换代及技术水平与国外差距很大，产业化步伐缓慢。

2）基础研究相对薄弱。基础研究是前沿技术自主创新的源头。为了进一步提高太阳能光伏电池的光电转换效率，需要发现新材料，提出新构思，设计新结构，这些归根结底都得立足基础研究。目前我国在光伏发电产业技术上取得较大的突破，但是在新型高效太阳电池、高纯硅生产、系统集成等关键技术的基础研究方面与国外相比尚显不足。对基础研究重视不足，研究投入不足等原因导致我国光伏发电产业的技术和装备上与国外有较大差距，在创新进步方面受到很大

制约。

3）政策支持方面，国家对光伏发电产业的支持很多都还停留在借鉴欧美国家产业政策的层面，对研究的支持大部分还更注重于当前的利益、产生立竿见影的效果，虽然制定了国家级的中长期光伏发电产业发展规划，然而受到现有条件的制约，整体上产业发展受到其他政策的影响，对产业前瞻性技术安排不够，对超前预见性的研发投入不足。

4）电网接入问题亟待解决。随着光伏发电市场的迅速扩大和在电网中比例的不断增大，与电网的协调发展成为越来越突出的问题。未来的供电模式一定是中心电站加上大量分布式发电的模式，而不是现在的单一中心电站的供电模式。光伏发电是理想的分布式发电电源，目前国际上并网发电占到总的光伏发电市场的90%，而在并网光伏发电市场中，与建筑结合的分布式并网发电系统占90%以上。从技术角度上讲，分布式光伏发电是对传统供电模式的重大转变，必须在技术上有突破和创新，在标准体系、管理体系、经营模式、法律法规上都要进行变革，才能适应这一转变。当前我国正在实施的“光电建筑”和“金太阳”示范工程都属于“用户侧并网”“自发自用”的分布式发电，在电网接入方面遇到很多困难。

4.3.3 如何加大和促进光伏发电产业的技术研发

研发投入是确保光伏发电产业核心竞争力的关键，国家和企业都应加大在资金、人员方面对光伏发电技术的研发投入力度；建立国家级的技术创新和研发中心，从事光伏发电技术的开发研究；解决产业发展的关键和共性技术问题，促进科技成果转化，使企业在技术、设备、工艺等方面不断进步；重点解决光伏发电产业从材料到系统全产业链的技术提升和创新，高端制造设备的国产化以及应用技术的突破。大规模推广应用太阳能光伏发电的关键是太阳能组件的生产成本和价格，特别是在原材料利用、污染及能耗的控制等方面继续改进和完善，尽快达到国际领先水平。

1）从政策层面，提高光伏发电产业需要的研发投入，加强有效的技术支持，特别是来自国家的资金、技术以及政策支持。

加强和完善国家和省市地方的光伏发电产业发展整体规划，制订适合我国国情以及地方自身情况的中长期可持续发展战略规划，特别是要建立独立自发的产业研究模式，减少其他政策对光伏发电产业研究规划的影响，从政策上保证产业

的技术研发工作扎实、有效、通畅地进行。

重视光伏发电产业相关产品和技术的基础研发，加大基础研究的长期稳定的经费支持，不单纯追求暂时的经济利益，保证研究项目的稳定，通过技术和工艺的基础研发巩固产业基础，实现光伏发电产业稳定可持续发展。

2）从技术层面，开发高效低成本的晶体硅电池，引进、消化、适当发展薄膜电池和非晶硅电池技术；发展新一代电池技术；推广规模化特别是分布式光伏发电；注重光伏发电并网技术的改进。

首先要重点发展晶硅电池技术。晶体硅电池发展的趋势是低成本发电，低成本发电也是光伏发电技术的发展方向。低成本的实现途径包括效率提高、成本下降及组件寿命提升三方面。效率的提高依赖工艺的改进、材料的改进以及电池结构的改进；成本的下降依赖于现有材料成本的下降、工艺的简化及新材料的开发；组件寿命的提升依赖于组件封装材料及封装工艺的改善。通过发展高效、低成本的多晶硅生产，降低晶体硅电池的原材料成本；通过提高和改进电池生产技术和工艺降低生产成本；通过提高电池效率提高发电水平；同时还要加速高端设备和基础材料的自主研发和工业化生产。

其次，要兼顾发展薄膜技术。由于国内薄膜电池技术不占优势，目前还不具备大规模生产的能力，相关设备主要依赖进口，所以在发展薄膜电池问题上要坚持引进和研发并重的原则。同时，要走向大规模光伏发电应用，开展新一代高效硅基薄膜电池的设计与制备技术研究，以充分发挥其低成本的优势和潜力。

跟踪和发展新一代电池技术。预计 2015 年以后的太阳电池技术基本是两个发展方向：一方面，晶硅电池以研发新一代的电池技术，包括晶硅电池本身的革命和转换效率，在原有的技术上作工艺的改进，转换效率有望提升到目前实验室水平的 25%；另一方面，研究新一代的电池技术，积极寻找和研究具有丰富原材料来源，无毒、环保、经济、耐用且在未来可以替代硅的材料，从而在进一步降低成本的前提下获得更高的光电转换效率。

推广规模化特别是分布式光伏发电。分布式发电（含微电网）是光伏发电规模化推广的关键，要解决好这一问题，首先要在法律法规上实现突破，建立相关的立法体系，允许分布式发电的接入，其次还要解决相关技术问题和利益平衡问题。在推广分布式光伏发电的同时，必须考虑到电网供电模式的转变带给电网的问题，如电能质量、安全性、继电保护、电能计算以及管理模式和经营利益等，做到同电网的协调发展。

注重光伏发电并网技术的改进。并网技术的改进可以有效地降低分布式设备安装以及与电网协调运行的困难度，有利于分布式光伏发电的推广。

4.4 产业基础问题

4.4.1 世界主要国家光伏发电产业基础牢固，但发展逐渐放缓

光伏发电产业是新兴能源产业，也是高技术密集型产业，产业发展受社会体系发展以及传统科学技术研究影响很大。在西方历史悠久、系统完善的社会政治、经济体制的约束和规范下，并且长期受其基础扎实、实力雄厚的科学技术研究产业支持下，欧洲、美国和日本等发达国家的光伏发电产业在快速的发展中，逐渐形成了自身坚实的产业基础。

首先，欧洲、美国、日本等国家的社会体系发展历史悠久，形成了稳定完善的政治、经济体系，特别在能源领域已经建立了相对完善的法律、法规和约束机制，这给光伏发电产业的诞生和健康发展奠定了基础。虽然光伏发电产业历史较短，相关机制有待健全，但是已有的政策环境以及思想传统使这个进程的难度和复杂性大大降低。短短十几年中，各国在光伏发电产业的相关法律、法规和约束、激励政策相继面世，有效地促进了产业的健康发展，目前已形成了具有相当规模且牢固的产业基础以及巨大的国际竞争力。例如美国、德国的光伏企业数量虽不及我国，却拥有数个实力强劲的国际企业；产品产量虽落后于我国，但是质量普遍很高，目前我国在高端产品以及光伏生产设备等领域依然主要依赖进口。

其次，与欧洲、美国、日本等主要光伏发电市场牢固的产业基础相对应的是其实力雄厚的科研支撑能力。各国对于本国的光伏发电产业发展并不依赖于单纯的生产和销售，而是同时注重领域的高端产品研发，为产业的可持续发展不断注入新的活力和提供有效的技术保障。目前，各国都相继在本国主要的科研中心设立太阳能技术专业研发团队或在政府的支持下建立新的光伏技术专业研究中心，如德国的弗劳恩霍夫协会太阳能系统研究所（Fraunhofer ISE）、法国的国家原子能总署（CEA）等。我国虽在山东德州建立了世界上最大的太阳能光伏产品研发检测基地“太阳谷”，但是纵观全国的整体状况，光伏发电还主要停留在产业操作层面，作为国家知识界主力的高等教育科研机构对其还不够重视，使光伏发电产业自身的发展受到诸多技术上的约束。

欧洲光伏发电市场在过去几年一直占有世界 80% 以上的份额，然而随着

2007 年全球经济危机的到来，以及欧债危机 2009 年年底开始进一步深化，加之技术的进步导致近几年光伏产品价格的大幅下跌，从 2010 年开始，德国、意大利、法国、西班牙等欧洲光伏应用大国开始对光伏发电产业进行 10% ~30% 的补贴下调。根据国际有关机构的最新预测，2011 年欧洲光伏发电市场的份额将下滑到全球市场的 55% 以下，2013 年的份额更将下滑到 50% 以下，欧洲光伏发电市场的下滑对全球光伏发电市场的影响无疑是非常大的。

4.4.2 我国光伏发电产业基础的现状

总体来说，目前我国国内的光伏发电产业市场过度扩张，造成产能过剩，从而导致市场的无序竞争和过度竞争，以及投资的浪费；发展导向差，形成一批落后产能；市场发展不平衡，生产和需求过度依赖国外市场（国内生产的光伏产品 90% 以上销往国外，无法应对市场波动带来的风险）。

1. 政府拉动拔苗助长，企业强势介入

大批量海外订单诱发国内光伏企业扩展潮。我国目前有 100 多个城市在建设光伏发电产业发展基地，十多个城市提出打造千亿元的光伏发电产业基地。自 2009 年下半年国内的组件商开始扩产，到 2010 年底，业内估计仅国内的晶体硅电池产能大概有 20GW，我国 2010 年全年的电池发货量超过 10GW，产量估计在 13GW 上下，意味着仅发挥了 65% 的产能，产能的过剩带来无序竞争和过度竞争的严重后果，造成投资浪费。

2. 发展导向差，形成了一批落后产能

例如多晶硅生产领域，国家虽然对多晶硅建设项目有“规模不小于 3 000t，成本为 40 ~50 美元/kg，能耗水平为 160kW · h/kg”的技术门槛，但由于市场需求的增加，多晶硅产能出现新一轮的扩张，而真正具有先进技术的企业为数不多，大部分开工建设的项目，即使按照技术门槛组织生产也达不到国际先进水平。目前建设的一半以上企业不具备竞争优势，无缘先进行列，很快将成为落后产能。再如薄膜电池生产领域，从 2006 年到 2009 年，我国引进了一大批薄膜电池技术和生产线，以及一批与先进技术（如碲化镉技术）相比无优势的薄膜技术，在成本、效率、产量上都有差距，形成了一部分落后产能。

3. 市场发展不均衡，过度依赖国外市场

尽管我国晶体硅电池的产量现在已经达到世界第一，但由于近些年来光伏发电产业在国内应用规模的发展速度落后于光伏产品产量的增加，国内市场还没有

完全开放，导致国内生产的光伏产品90%以上都销往国外，生产和需求过度依赖国外市场使国内的光伏企业难以应对市场波动带来的风险。从目前全球光伏发电产业的发展来看，扩展国内市场已经迫在眉睫，未来几年内欧洲主要光伏发电应用市场的份额下滑将导致全球光伏发电市场的中心向中国和美国倾斜，而美国的保守、日本市场的封闭以及中国政策的不明朗，将使得庞大的中国光伏产业面临风险。另外，我国国内市场不均衡，主要依赖政府引导，还没有形成一个自发的市场环境。

4. 专业人才严重缺乏，人才培养有待加强

目前我国光伏行业从事研究、设计、生产、工程建设等方面的相关专业技术人员，大多是从半导体硅材料或其他相近专业转变而来。迄今为止，我国鲜有大型光伏发电培训机构，尚未建立国家级的太阳能光伏发电培训机构，培训力度远远跟不上产业发展的脚步。没有相关的人才做支撑，难以适应光伏发电产业快速发展的新形势。

4.4.3 采取有效措施加强我国光伏发电产业基础

加强国家对于光伏发电产业整体的宏观调控，扩展国内市场，建立完善的质量监督体制，注重基础研发和制订可持续发展长期战略，降低环境影响指数。

加强电网保障能力建设。经过长时期的努力，我国目前已经建成了强大的电力供应和保障体系，总体上国内电网已经具备了支持光伏发电发展的能力。2010年年底装机约9.62亿kW，“十一五”期间年均增长速度达13.2%，其中水电2.13亿kW（含抽水蓄能），火电7.07亿kW，核电1 082万kW，风电等其他电源约3 100万kW。全国110（66）kV及以上线路将达到88万km，变电容量达到31亿kV·A，“十一五”期间年均增长速度分别达到8.1%和14.6%。2010年，全国发电量增长13.3%，达到41413亿kW·h，“十一五”期间年均增长速度达到11%。为了进一步推动光伏发电入网，需要进一步调高电网保障能力，主要措施包括：通过传统电网的增容与改造，特别是建设可与光伏发电配套打捆的大型水电基地外送、大型煤电基地外送和大型风电基地外送通道，解决光伏发电本地消纳和大规模外送问题，通过微型电网和智能电网的发展以及大规模存储技术的突破来解决光伏发电的不连续、不稳定和不可调度的问题，增加电网吸纳光伏发电的能力，以实现规模化的应用。

加强光伏发电产业基础研究。我国当前应当加大对基础研究的重视程度和投

入，以进一步提高企业的核心技术能力和自主创新能力。重点加强清洁高效的高纯硅以及新型高转换率的太阳电池生产技术的基础研究和开发创新。加强相关先进科技研发的优惠政策，扶持“技术推动型”的光伏设备制造业；支持技术领先的企业扩大产能，并建立国家光伏发电技术研发和产品检测中心。

加强构建光伏发电的人才培育体系。联合科研机构和高等院校，包括国家重点实验室和国家工程技术研究中心，通过建立共享机制和有效管理机制，依托整体科研队伍的力量、设备、资金等资源，组织联合技术攻关团队，承担重大科研项目；逐步建立国家级光伏发电产业培训中心，同时在各大高校设置光伏发电相关专业，培养应对不同层次需求的光伏发电专业人才，并通过有效的人才激励机制，造就一支学术水平高、技术积累深以及创新能力强的研究开发核心队伍；建立各种不同层次的专职培训机构和职业技能培训学校，进行光伏发电从业人员业务培训，提高从业人员素质。

4.5 应用成本问题

4.5.1 国际光伏发电产业成本整体状况

在全球范围内，成本过高仍然是光伏发电规模化发展的主要障碍，世界各主要国家均为本国光伏发电制定了“平价上网”的路线图，首先实现在终端消费侧实现“平价上网”，进而实现在发电上网侧实现“平价上网”。根据国际多数机构的预测，光伏发电的电价将在2015年前后达到15美分/(kW·h)以下，与大多数国家用户侧的销售电价一致，实现“自发自用”平价上网，2020年前后实现发电侧的“平价上网”。

2006年公布的美国太阳能先导计划（SAI）对于光伏发电达到平价上网的预测最为激进，认为到2015年光伏发电平均上网电价将低于10美分/(kW·h)[相当于0.7元/(kW·h)]，实现终端消费侧的“平价上网”。

德国也对光伏发电“平价上网”（当光伏发电的上网价格等于用户的电费时）的发展目标进行了预测，目前在德国小型光伏发电系统的上网电价大约在39.1欧分/(kW·h)，大型光伏发电系统的上网电价为28.4欧分/(kW·h)。预计2013年小型光伏发电系统将达到平价上网电价24.8欧分/(kW·h)。

日本政府新能源产业技术开发机构（NEDO）于2004年在“PV Roadmap 2030”中预测：光伏发电平均上网电价2020年达到14日元/(kW·h)[相当于

1 元/(kW · h)]，在消费侧实现“平价上网”。2030 年达到 7 日元/(kW · h)[相当于 0.5 元/(kW · h)]，在发电侧实现“平价上网”。2009 年 NEDO 发布了新的光伏发电产业发展路线图，重新调整了预测：电价达到 14 日元/(kW · h)和 7 日元/(kW · h) 的时间分别被预测为 2017 年和 2025 年，将 2004 年的预测提前了 3 ~ 5 年。

2009 年 12 月欧洲光伏产业协会（EPIA）发布“Set for 2020”，认为到 2020 年光伏发电将在 76% 的发电市场成为有竞争力的发电技术，即在发电侧实现平价上网。2020 年的光伏累计装机基本发展模式为 100GW，加速发展模式为 200GW，理想发展模式为 400GW，分别占电力需求的 4%、6% 和 12%。

4.5.2 我国光伏发电产业成本现状

光伏发电的成本主要分为三个部分：太阳能光伏电池及组件、材料和设备、相关配套。此外，还包括建设电厂的成本，如土地、电缆等其他的配套。这些成本中，组件成本占据了光伏发电成本的 70% ~ 80%。目前国内光伏组件总成本为 1.41 美元/W，其中多晶硅材料 0.51 美元/W，占总成本的 36.2%，与国外相比，国内光伏组件多晶硅材料成本所占比例偏高。因此，多晶硅等上游硅料的成本对光伏发电的成本影响较大，目前多晶硅价格的下跌也大大降低了光伏发电的成本。但是，相对于国际平均水平，我国的多晶硅生产成本仍然偏高。光伏发电的入网价格高于火电、核电、风电，因此投资成本回收和销售价格下降的矛盾依然存在。

成本较高仍是规模化发展的最大障碍。我国太阳电池组件和光伏电站系统的成本一般比国际平均水平高 10% ~ 15%，国内太阳电池组件的价格为 12 ~ 13 元/W，系统投资在 2 万元/kW 左右，均高于水电和风电，且工作时间平均少于水电和风电，因此上网电价远高于火力发电和风力发电的上网电价。降低成本仍然是光伏发电产业最重要的努力方向。

4.5.3 我国光伏发电产业预期的成本目标

在降低成本的前提下，提高光伏发电的效率和稳定性，首先在终端消费侧实现“平价上网”，进而在发电上网侧实现“平价上网”。未来 5 年，我国光伏发电市场发展的主要目标是提高太阳能光伏发电的经济性，加速技术进步，扩大产业规模，力争将光伏发电成本降至 0.8 元/W 以下，太阳能光伏发电能实现终端

消费侧“平价上网”，并为2015年后光伏规模化发展奠定基础；到2020年，太阳能光伏发电价格能与传统化石能源基本持平，太阳能将成为经济可行的能源。

对光伏发电产业未来成本目标可以分为基本情景和先进情景两种方案进行估计。基本情景是基于行业的平均发展水平，到2015年电池效率每年提高0.3%～0.5%、总体提升2%，成本降低50%，多晶硅能耗降低50%；电池组件平均成本由目前的1.5美元/W降至1美元/W。由此分析，我国光伏发电产业的平均水平，预计到2015年光伏发电的电价可降至1元/(kW·h)以下，使配电侧并网的分布式光伏发电达到“平价上网”；到2020年光伏发电平均上网电价可以降至0.8元/(kW·h)以下，在发电侧实现“平价上网”。先进情景则是体现了先进企业的发展水平，现在太阳电池厂商的毛利润在30%左右，到2015年可能降到10%～15%，电池组件成本可下降到1美元/W，销售价格为1.15～1.20美元/W，加上其他的安装成本，光伏发电系统价格约为1.3～1.5美元/W。由此分析，到2015年国内光伏组件价格将降低30%，至8～10元/W，薄膜电池组件降至6～8元/W，系统售价降至10～14元/W，发电成本将降至0.8元/(kW·h)以下；到2020年基本上实现0.6元/(kW·h)。

4.5.4 降低光伏发电产业成本的具体途径

由于太阳电池组件成本占光伏发电成本的70%～80%，所以实现光伏发电成本的降低最有效的途径就是发展高效、低成本的太阳电池技术。据测算，太阳电池转换效率每增加1个百分点，发电成本可降低约7%。目前晶硅电池为太阳电池的主体，对晶硅电池技术的改进和更新以达到低成本发电是光伏发电产业降低成本的关键，也是其近期和中期的发展方向。目前可以通过降低生产成本，提高效率，以及提高组件使用寿命等途径来实现低成本。

1. 大力推广晶硅太阳电池的规模化使用

在原料价格日趋接近的情况下，晶硅电池比薄膜电池在很多方面更有优势，晶硅电池在2011年，其组件生产成本将可降至0.95美元/W以下，而在2012年，则有望降至0.9美元/W。而薄膜电池在与晶硅薄膜电池的竞争中处于劣势，美国Uni-Solar公司计划于2012年将其薄膜电池生产成本降至0.95美元/W，而我国硅基薄膜电池厂家创益太阳能的生产成本已经降至6.66元/W。

2. 降低多晶硅和电池组件的生产成本和能耗

首先，在晶硅电池中，多晶硅占电池成本的30%以上，因此发展高效、低

能耗、低成本以及符合环境指标的多晶硅生产，是降低晶硅电池原材料成本的有效途径。通过多晶硅的成本下降至少可以使晶硅电池组件成本下降 5% ~10%。其次，电池组件的生产成本占晶硅电池成本的 60% ~70%，通过提高和改进电池生产技术、改善工艺装备、简化加工工艺、提高组建封装技术及工艺以及封装材料的提升等手段，可以使晶硅电池的生产成本降低 15% ~20%。

3. 提高电池光电转换效率

目前，工业生产的硅晶电池的转换效率为 17% ~19%，实验室可达到 25%；薄膜电池的转换效率仅为 8% ~12%，尚有很大的上升空间。太阳电池组件的光电转换效率可以通过工艺的改进、材料的改进及电池结构的改进来提高。

4. 提高组件使用寿命

通过改善组件封装材料及组件制造工艺提高组件使用寿命，从而有效地降低光伏设备的折旧速度，节约光伏发电的初投资金。

对比目前两种成熟的光伏发电技术，晶硅电池和薄膜电池各具优势。我国光伏发电产业目前仍以晶硅电池为主导，薄膜电池技术不占优势并且不具备大规模生产能力。为了发挥硅基薄膜电池低成本的优势和潜力，在继续对晶硅电池技术进行研发创新来降低成本的同时，应当加大对薄膜电池技术水平的研发投入，开展新一代硅基薄膜电池设备与制备技术研究。同时，应当加强相关产业链的基础建设，提高薄膜电池商业化水平，达到一定量的规模化生产。

同时，开发新一代光伏电池技术也至关重要。研发新型电池材料，例如纳米材料等硅材料的变革或者取代硅的材料，可能会提高电池的转换效率，降低光伏发电产品的成本。因此，研发高效率、低成本、低污染，制作过程能源消耗低的新型光伏电池技术是未来光伏产业的一个发展方向，也是降低成本的一条途径。

先进的技术和实验室的先进结果都需要工业化生产的设备来实现，而目前我国光伏发电产业的高端设备主要依赖进口，同时基础材料方面也缺乏自主的核心技术，应当在这两方面加大投入，推动高端设备和基础材料的自主研发，降低对国际市场的依赖，加速工业化生产。

下篇

太阳能热发电

第 5 章　太阳能热发电综述

5.1　太阳能热发电技术特点

太阳能热发电是通过收集太阳辐射能，将其转化为热能，再用动力机械转换为机械能驱动发电机发电的技术。实现这种电能转换技术的系统称为太阳能热发电系统。根据收集太阳辐射能方式的不同，太阳能热发电技术可分为塔式太阳能热发电、槽式太阳能热发电、碟式斯特林太阳能热发电、线性菲涅耳式太阳能热发电、有机郎肯循环太阳能热发电、太阳能热气流发电以及太阳池热发电等。前四种属于聚光型太阳能热发电技术，在国外已经实现规模商业化或商业化示范。后三种属于非聚光型太阳能热发电技术，目前由于成本较高，应用极少。本书主要介绍聚光型太阳能热发电技术。

光学聚光比是区别四种聚光型太阳能热发电技术的主要指标。光学聚光比是聚集到吸热器采光口平面上的平均辐射功率密度与进入聚光场采光口的太阳法向直射辐照度之比。一般来讲，聚光比越大，太阳能热发电系统可能实现的集热温度就越高，整个系统的发电效率也就越高。碟式斯特林太阳能热发电系统的聚光比最高，为 600 ~ 3 000，塔式太阳能热发电系统的聚光比为 300 ~ 1 000，线性菲涅耳式太阳能热发电系统的聚光比在 150 以下，而槽式太阳能热发电系统的聚光比为 80 ~ 100。

聚光型太阳能热发电技术的特点主要有以下几点：

1）利用太阳直射光。这部分太阳光未被地球大气层吸收、反射及折射，仍保持原来的方向直达地球表面。

2）带有储热系统，发电功率相对平稳可控。太阳能资源具有间歇性和不稳定性的特点，白天太阳辐射的变化会引起以太阳能作为输入能源的系统发电功率大幅波动，对电网系统实时平衡和稳定安全运行带来挑战。太阳能热发电站配置储热系统，可以将多余的热量储存起来，在云层遮日或夜间时及时向动力发电设备进行热量补充，因此可以保证发电功率平稳和可控输出，减少对电网的冲击。

3）可与常规火电系统联合运行。太阳能热发电站采用汽轮机、燃气轮机等常规热功转化设备进行热功转换驱动发电机发电，易于与燃煤、燃油及天然气等发电系统进行联合循环运行，节约化石燃料的消耗。

4）全生命周期二氧化碳排放极低。太阳能热发电站的全生命周期 CO_2 排放约 17g/(kW·h)，远远低于燃煤电站以及天然气联合循环电站。

由于带有大容量的储热装置，和其他可再生能源发电技术相比，太阳能热发电系统具有电力系统友好性的优点。太阳能热发电技术规模化发展后能够作为调峰电源，为风力发电、光伏发电等间歇性电源提供辅助服务。随着未来技术的优化提升，由大型太阳能热发电站组成的太阳能热发电厂有可能承担电力系统基础负荷。

5.2 太阳能热发电主要技术形式

5.2.1 塔式太阳能热发电

塔式太阳能热发电是通过多台跟踪太阳运动的定日镜将太阳辐射反射至放置于支撑塔上的吸热器中，把太阳辐射能转换为传热介质的热能，通过热力循环转换成电能的太阳能热发电系统。塔式太阳能热发电系统主要由定日镜、支撑塔、吸热器、储热器、换热器和发电机组等组成。按照传热介质的种类，塔式太阳能热发电系统主要有水/蒸汽、熔融盐和空气等形式。

（1）水/蒸汽塔式太阳能热发电系统　以水/蒸汽作为传热介质，水经过吸热器直接产生高温高压蒸汽，进入汽轮发电机组，系统原理图如图 5-1 所示。水/蒸汽塔式太阳能热发电系统的传热和做功介质一致，年均发电效率可以达到 15% 以上。水/蒸汽具有热导率高、无毒、无腐蚀性等优点。蒸汽在高温运行时有高压问题，在实际使用时蒸汽温度受到限制，抑制了塔式太阳能热发电系统运行参数和系统效率的提高。

（2）熔融盐塔式太阳能热发电系统　以熔融盐作为传热介质，在吸热器内加热后，通过熔融盐/蒸汽发生器产生蒸汽，并推动汽轮机发电。如图 5-2 所示，加热后的熔融盐先存入高温储存罐，然后送入蒸汽发生器加热水产生高温高压蒸汽，驱动汽轮发电机组。汽轮机的乏汽经凝汽器冷凝后返回蒸汽发生器循环使用。在蒸汽发生器中放出热量的熔融盐送至低温储存罐，再送回吸热器加热。常用的硝酸钠加硝酸钾的混合盐沸点较高，可达 620℃，可以实现热能在电站中的常压高温传输，实现系统高参数运行，传热和储热介质一致，减少换热㶲损失，

年均发电效率可达 20%。

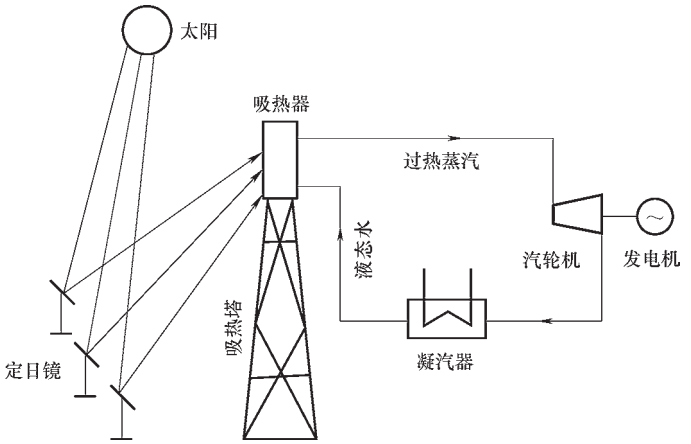


图 5-1　水/蒸汽塔式太阳能热发电系统原理图

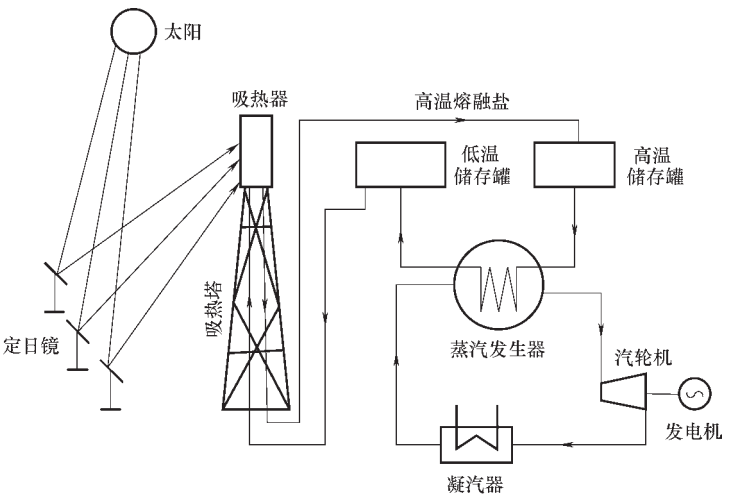


图 5-2　熔融盐塔式太阳能热发电系统原理图

（3）空气塔式太阳能热发电系统　以空气作为传热介质，空气经过吸热器加热后形成高温热空气，进入燃气轮发电机组发电的太阳能热发电系统，如图 5-3 所示。空气作为传热介质，易于获得，工作过程无相变，工作温度可达 1 600℃，由于空气的比热容较小，空气吸热器的工作温度可高于 1 000℃，大大提高了燃气轮机进口空气温度，减少燃气用量，年均发电效率可达 30%。

5.2.2　槽式太阳能热发电

槽式太阳能热发电是通过单轴跟踪太阳运动的线性布置的抛物面反射镜将太

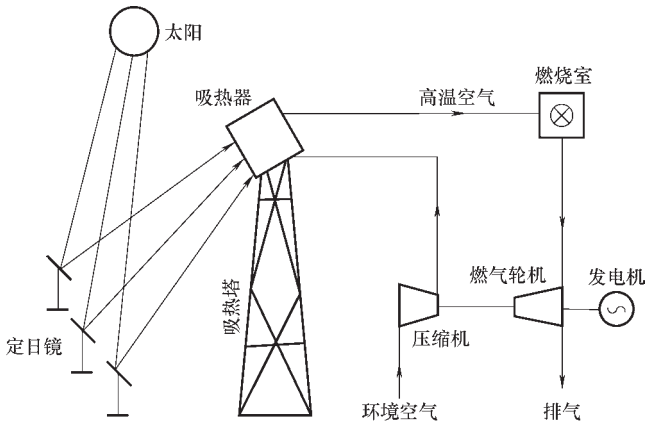


图 5-3　空气塔式太阳能热发电系统原理图

阳辐射聚集到位于抛物面焦点处的吸热管上，加热管中传热介质参加热力循环发电的系统。槽式太阳能热发电系统一般由抛物面槽式聚光集热器、吸热管、储热单元、蒸汽发生器和汽轮发电机组等单元组成。吸热管固定在抛物面槽式聚光集热器的焦线处，通过抛物面槽式聚光集热器跟踪太阳，使得直射太阳光聚集到吸热管表面，以加热吸热管内传热流体。焦线是指抛物面槽式聚光集热器焦点的连线。在抛物面槽式太阳能热发电站中，抛物面槽式聚光集热器通过串联和并联方式相互连接，并通过模块化布局形成集热场。

导热油是抛物面槽式太阳能热发电系统中广泛采用的传热流体，如图 5-4 所示。抛物面槽式聚光集热器将收集到的太阳能转化为热能加热吸热管内的导热油，并通过导热油/水-蒸汽发生器产生高温高压的过热蒸汽，送至汽轮发电机组做功发电。汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后，返回导热油/水-蒸汽发生器。经过导热油/水-蒸汽发生器放热后的导热油返回抛物面槽式聚光集热器进行加热，形成封闭的导热油循环回路。当太阳辐照度较高时，可以将部分高温热量通过换热器存储在高温储存罐中；当太阳辐照强度较弱时，提取高温储存罐中的热量用于发电，以平衡太阳能波动对电力输出稳定性的影响。

目前，槽式太阳能热发电系统也有利用水取代价格高昂的导热油，在集热管中直接转化为饱和或过饱和蒸汽（温度可达 400℃，压力可达 10MPa）的直接蒸汽发生技术。采用水作为传热介质，可以减少换热环节的热损失和提高集热岛出口参数，从而提高发电效率；另外，还能够降低环境风险、简化电站的设计结构、减少投资和运行成本。直接蒸汽发生技术的瓶颈在于：集热管内易产生两相层流现象，管体会由于压力和温度不均匀问题发生变形或造成玻璃管破裂；控制

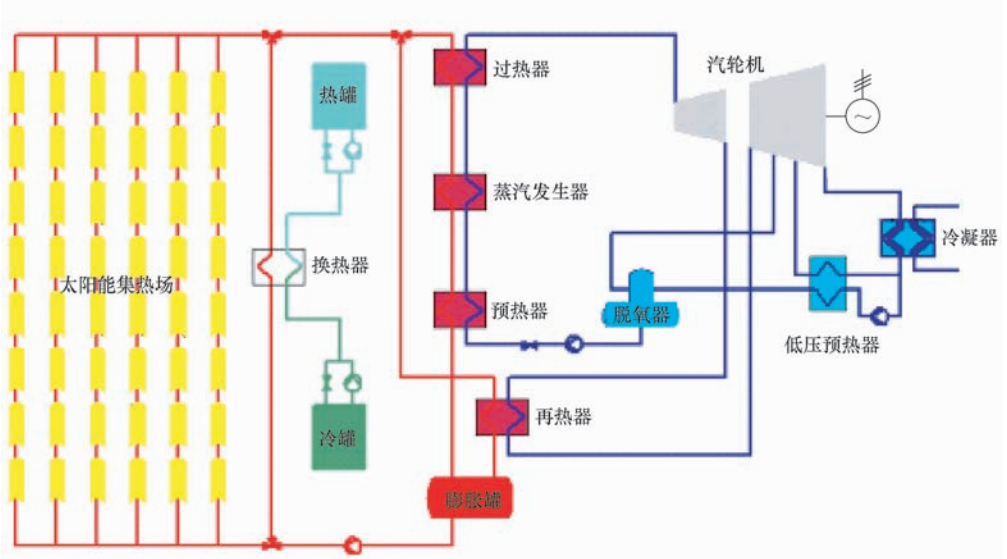


图 5-4　槽式太阳能热发电系统原理图

系统和连接部件设计相对复杂；由于蒸汽是由气态放热的恒温传热过程，所以目前的储热材料和方式无法满足系统的储热要求。此外，国际上也有采用熔融盐作为槽式太阳能热发电系统的吸热传热介质的示范系统，但是由于槽式系统聚光比的限制以及熔融盐介质本身的特性，系统可靠稳定的运行仍面临许多挑战。

5.2.3　碟式太阳能热发电

碟式太阳能热发电是利用碟式聚光器将太阳光聚集到焦点处的吸热器上，通过斯特林循环或者布雷顿循环发电的太阳能热发电系统。碟式太阳能热发电系统通过驱动装置驱动碟式聚光器像向日葵一样双轴自动跟踪太阳，如图 5-5 所示。

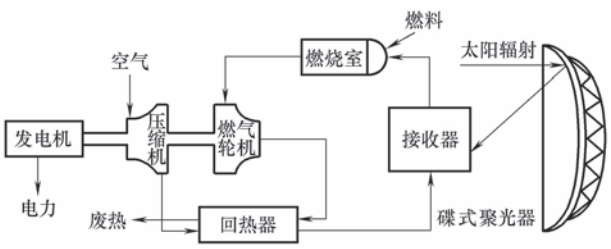


图 5-5　碟式太阳能热发电系统组成示意图

碟式聚光器的焦点随着碟式聚光器一起运动，没有余弦损失，光学效率可以达到约 90%。通常碟式聚光器的光学聚光比可以达到 600 ~ 3 000，吸热器工作温度可以达到 800℃以上，系统峰值光-电转化效率可以达到 29.4%。由于每套碟式太阳能热发电系统都可以单独发电，所以这种技术既可以用做分布式发电，又可以用做集中式发电。

根据碟式聚光器结构形式的不同，碟式太阳能热发电系统可以分为整体式和多碟式等。按照所使用的热机热力循环形式的不同也可以分成碟式斯特林太阳能热发电和碟式布雷顿太阳能热发电。整体式碟式太阳能热发电系统的聚光器的反射面为一个整体旋转抛物面，其每一个镜面单元都是旋转抛物面的一部分。多碟式太阳能热发电系统聚光器的反射面由多个球面或者平面的反射镜组成。

5.2.4 线性菲涅耳式太阳能热发电

线性菲涅耳式太阳能热发电是通过跟踪太阳运动的条形反射镜将太阳辐射聚集到吸热管上，加热传热流体，并通过热力循环进行发电的系统。线性菲涅耳式太阳能热发电系统主要由线性菲涅耳聚光集热器、汽轮发电机组、凝汽器等组成。线性菲涅耳式太阳能热发电系统通常以水/蒸汽作为传热介质，其基本工作过程（见图 5-6）：菲涅耳聚光集热器将收集到的太阳能转换为热能并产生高温高压蒸汽，送至汽轮发电机组做功发电，汽轮机出口低温低压蒸汽经过凝汽器冷凝后，返回菲涅耳聚光集热器，形成闭合的水/蒸汽回路。

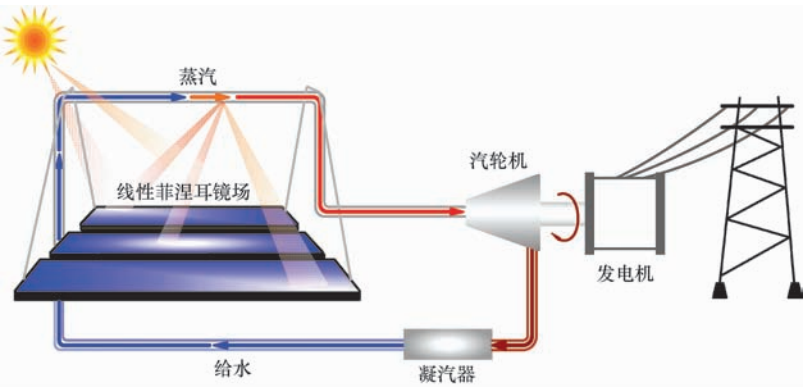


图 5-6 线性菲涅耳式太阳能热发电系统原理图

线性菲涅耳式太阳能热发电系统采用可弹性弯曲平面反射镜代替高精度曲面反射镜降低反射镜成本；每个反射镜排的跟踪旋转角度相同，可以采用同一传动

装置进行联动调节，传动系统较为简单；单个反射镜宽度较小，可以贴近地面安装，风载荷大幅减小，对支撑结构和基础的强度要求也大为降低，反射镜可密排布置，土地使用率高；线性菲涅耳聚光集热器的吸热管在工作过程中固定不动，流体回路更安全。菲涅耳聚光集热器也存在以下缺点：各反射镜排布紧密，反射镜之间的遮挡较为严重，同时又受到余弦效应的影响，系统在早晨和傍晚的光学效率较低，造成聚光器年均光学效率较低；吸热器的热损失较大，系统效率较低；由于增大了反射镜面积和反射镜与吸热管之间的间距，造成菲涅耳聚光集热器的光斑增大，为了增大聚光比，需要采用二次聚光器进行二次聚光，如图 5-7 所示。

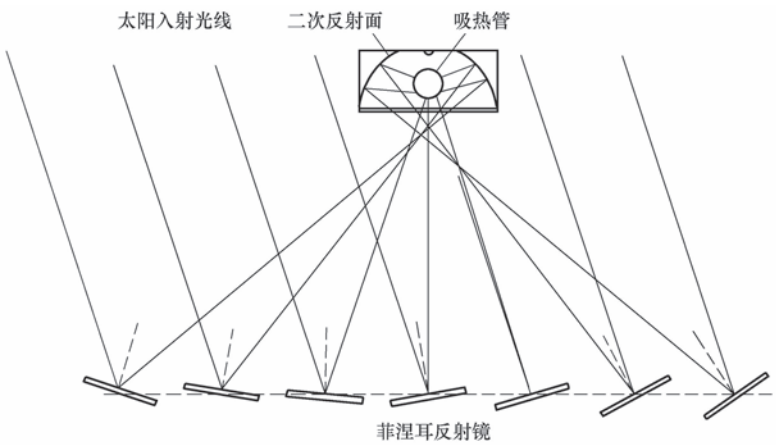


图 5-7　二次聚光器结构示意图

5.3　太阳能热发电可开发潜力

5.3.1　太阳法向直射资源

太阳法向直射辐射（Direct Normal Irradiation，DNI）是在地球上给定的位置让测量表面垂直于太阳的光线时，所测量到的太阳辐照度在时间上的积分，它不含漫射（散射或被大气成分反射的太阳辐射）。太阳法向直射辐射是一种瞬时值（单位表面积上的能量），等于恒定照射减去大气造成的吸收和散射。一般为比较不同的场地，采用年度总值（单位表面积年度能量）。通常情况下，太阳法向直射辐射被表达为 kW · h/(m^2 · a) 或者 kW · h/(m^2 · d)。

根据计算，DNI > 1 600kW · h/(m^2 · a) 的地区建设太阳能热发电站具有经

济效益。可以建设太阳能热发电站的地区的太阳法向直射辐射的临界值如表 5-1 所示。

表 5-1　太阳法向直射辐射的临界值

是否具备建设电站的条件	太阳法向直射辐射的临界值/[kW·h/(m²·a)]
不可接受	DNI < 1 400
较差或不好	1 400 < DNI < 1 600
可接受或中性	1 600 < DNI < 1 800
好或良好	DNI > 1 800

客观准确的太阳法向直射辐射资源评估是开发利用太阳能热发电技术的关键。目前，太阳法向直射辐射资源评估主要利用气象台站历史观测资料、卫星遥感数据以及数值模拟方法。气象台站观测虽然具有时间连续的优点，但台站空间分布离散，而且台站大都在城镇周边，很难真实反映当地的太阳法向直射资源状况；虽然可以采用地理空间插值的方法进行弥补，但带有较大的插值误差，尤其是站点稀疏地区。卫星遥感数据的空间分布连续，但时间分布是间断的；另外，数据质量易受天气条件影响，当前技术对地面太阳辐射状况的反演还存在一定困难。采用数值模拟的方法可以给出任意地区的高分辨力太阳能资源分布，从而满足太阳能热发电技术发展的需求。

美国、德国等科学家就利用数值模拟方法，开发了较为精确的太阳能法向直射辐射资源评估系统软件，可以输出空间分辨力达 1km 和时间分辨力达 1h 的太阳能法直辐射图。例如，美国 NASA SSE 6.0（NASA 2008）数据库中收集了全球范围内分辨力在 100km 左右的 22 年期太阳法向直射辐射数据，该数据被认为是可以进行全球范围层面太阳能热发电潜力的评估。德国宇航中心（DLR）根据美国 NASA SSE 6.0 的法向直射辐射数据集绘制了全球太阳法向直射辐射图，该图显示全球太阳能法向直射辐射资源禀赋差异巨大。太阳法向直射辐射资源较好的地区主要集中在南北纬 40°以内，主要国家与地区包括美国西南部、欧洲地中海地区国家、北非国家、中东地区（约旦、以色列、伊朗）、印度沙漠平原、澳大利亚和中国西北部。

目前我国还没有全国范围内的法向直射辐射累积数据，主要原因是我国日射观测站稀少，且水平分布不均匀，国家气象局所属业务观测系统中辐射观测共 98 个站，其中能观测直接辐射的一级站只有 17 个。我国目前所参照的年平均太

阳能直接辐射数据来自美国国家可再生能源实验室（NREL）天气日辐射模型（Climatologically Solar Radiation Model），其数据为1985年1月1日至1991年12月31日期间的，空间分辨力较低，为40km×40km。

5.3.2 土地、地形及水资源

太阳能热发电站的建设最好选择平坦广阔的土地，原因一是由于坡地会影响入射角而导致电站效率的变化；二是坡地会增加土地平整的成本。不同的太阳能热发电技术形式对地形的要求不尽相同。国外经验显示，槽式和线性菲涅耳式太阳能热发电系统要求地面坡度在3%以下；塔式与碟式太阳能热发电系统对坡度要求较为宽松。由于塔式定日镜场中的每台定日镜都是单独的“个体”，只需要确定每台定日镜的地面坐标即可，所以塔式电站可以适合5%～7%以下的地面坡度。碟式由于单机规模较小，所以对坡度的要求更低。因此，平坦的、空置率高的土地，例如半固定、固定沙地沙丘和戈壁地区是建立太阳能热发电站的最佳地区。

根据中国西部环境与生态科学数据中心发布的中国沙漠10万分布图集[㊀]，2000年我国有砾质戈壁38 734 730hm^2，有沙漠、沙地124 230 119hm^2，其中固定沙（丘）地占比13.94%。全国沙漠、沙地95.37%集中分布在新疆、内蒙古、青海和甘肃四省区，并且呈大面积连片分布，主要以流动、半流动类型为主。沙漠、沙地占总土地面积的比例以内蒙古最高，达43.287%，其次新疆为31.727%，青海、宁夏和甘肃都在15%左右，大于1%的省区还有陕西、吉林、河北、辽宁、河南、山西和海南七个省。这些省区的太阳能法向直射辐射资源都很丰富或较为丰富。

与传统的电站类似，太阳能热发电站也需要在汽轮机循环的冷端进行制冷。而太阳能资源较好的贫瘠荒漠地区，水资源相对匮乏，因此太阳能热发电的用水问题一直是业界关注的焦点。

太阳能热发电站的冷却方式通常有水冷和空冷两种技术形式。根据美国能源部研究数据（2007年），采用水冷技术时，除了碟式斯特林热发电系统以外[0.075 7m^3/(MW·h)]，其他技术形式的用水量一般为2.27～3.02m^3/(MW·h)，

㊀ 数据来源于国家自然科学基金委“中国西部环境与生态科学数据中心”（http://westdc.westgis.ac.cn）。

其中塔式电站用水约为 2.27m^3/(MW·h)，槽式电站用水约为 3.02m^3/(MW·h)。采用空冷技术时，太阳能热发电站的用水量会大幅降低，约为 0.299m^3/(MW·h)，但同时将导致投资成本的上升以及发电量的减少，投资成本的上升比例约7%～9%，发电量的减少比例约 5%。

5.3.3 我国太阳能热发电可开发潜力

根据美国国家可再生能源实验室天气日辐照模型分辨力为 40km×40km 的法向直射辐射数据，中国科学院对我国太阳能热发电可开发潜力进行了评估，其中在地理信息系统（GIS）分析中进行了如下假设：

1. DNI 值的简化处理

为了简化，如果某地区的日 DNI 量小于 5kW·h/(m^2·d)，则在分析中被忽略不计，即被设定为 0kW·h/(m^2·d)；对于 DNI 数值为 5～6kW·h/(m^2·d) 的地区，计算时被统一简化为 5.5 kW·h/(m^2·d)；同理，6～7kW·h/(m^2·d) 被简化为 6.5kW·h/(m^2·d)；7～8kW·h/(m^2·d) 被简化为 7.5kW·h/(m^2·d)；8～9kW·h/(m^2·d) 被简化为 8.5kW·h/(m^2·d)；DNI 在 9kW·h/(m^2·d) 以上的被统计为 9kW·h/(m^2·d)。

2. 坡度的简化处理

对于坡度小于 3% 的，认为此地区是 100% 可为太阳能热发电所用；坡度大于 3% 的则为彻底不可用，全部被忽略。

3. 自然和经济原因造成的土地可使用程度

城市、水体、矿区（正在开采区与矿藏区）和受保护地区（如自然保护区），均不作考虑，土地可用率被视为零。沙漠和荒原则按照 100% 可用来处理；草地、牧区、农业区作 50% 考虑；森林和灌木区，可用率被定为 10%。在扣除了上述使用率折扣之后，就是综合考虑了坡度和自然经济因素的可用于太阳能热发电的土地使用面积。

4. 太阳能热发电站的效率

在计算中，太阳能热发电站的光电转化效率假设为在现阶段比较典型的不带储能装置的槽式太阳能热发电站的发电效率，即 15%。并且，在经过上述 GIS 分析后得出的适用于发展太阳能热发电的面积，与其中真正用于收集阳光的有效反射面积的比例，即安装的反射镜面积和发电站总面积之间的比例，被定为 25%。此外，太阳能热发电电站的装机容量与地面面积的比率估算为

30MW/km^2。

基于上述假设，根据可用于发展太阳能热发电的有效土地面积和 DNI，乘以转化效率等进行中国太阳能热发电开发潜力估算：

年可发电量 = 地区内有效面积 × DNI × 电站发电效率（15%）×
反射镜占发电站总面积的比例（25%）

装机容量潜力 = 地区内有效面积 ×
热发电电站的容量与地面的比率（30MW/km^2）

GIS 分析结果显示，我国 DNI≥5kW · h/(m^2 · d)，坡度≤3% 的太阳能热发电可装机潜力约 16 000GW，与美国相近。其中 DNI≥7kW · h/(m^2 · d) 的装机潜力约 1 400GW。

5.4 太阳能热发电在我国能源规划中的战略地位

能源和环境都是世界焦点问题，常规能源短缺、生态环境恶化、全球变暖等问题，使全球各国都加大了对可再生能源的开发。可再生能源具有资源分布广、开发潜力大、环境影响小、可永续利用的特点。目前太阳能光伏、风能、生物质发电等均在我国进行了应用部署。

太阳能热发电是通过太阳能转换成热能，再将热能转换成电能的发电技术。正是通过这样的环节，太阳能热发电技术可与传统火电发电技术顺利地集成在一起。由于火电发电技术早已非常成熟，从而降低了太阳能热发电整体技术开发的风险。目前，槽式太阳能热发电已进入商业化阶段。同时，太阳能热发电最重要的优势是具有储热系统，可以平滑发电出力，具备参与系统调峰的能力，提高电网灵活性和接纳波动性可再生能源的能力，友好地接入电网。

综合考虑，从资源富集程度和发展潜力来看，太阳能热发电未来发展前景广阔。为保证可再生能源发电系统电力输出稳定，安全可靠地接入电网，大规模太阳能热发电具有较大潜力，并可以与光伏、风力、抽水蓄能等形成互补，构成混合发电系统，向电网提供清洁、安全、稳定的电能。

国际能源署（IEA）在 2010 年 5 月发布的《太阳能热发电技术路线图》(Technology Roadmaps Concentrating Solar Power) 中提到，在适度的政策支持下，预计到 2050 年，全球太阳能热发电累计装机容量将达到 1 089GW，平均容量因子为 50%（4 380h/a），年发电量 4 770TW · h，占全球电力生产的 11.3%（9.6% 来自于纯太阳能），其中中国太阳能热发电电力生产将占全球的 4%，年

发电量约 190TW · h。在太阳能资源非常好的地区，太阳能热发电有望成为具有竞争力的大容量电源，到 2020 年承担调峰和中间电力负荷，2025—2030 年以后承担基础负荷电力。

以年可发电量来讲，我国潜在的太阳能热发电年发电潜力为 42 000TW · h/a。这意味着，即便在未来，所有的化石能源枯竭之后，中国仍然有着远大于自给自足能力的、丰富的、稳定的太阳能热发电资源。

另外，发展太阳能热发电也是我国经济发展的有效支点。调整产业结构是我国经济发展的战略决策，战略型新兴产业发展将进一步加快，太阳能热发电产业由于产业链长，在发展过程中可拉动钢材、铝材、玻璃、水泥、矿料、电料、耐火、保温、机械、电子等十几个行业的发展，成为经济发展的新方向、新支点、新动力。

总之，加快推进我国太阳能热发电技术的应用和太阳能的热能利用，无论对国家当前的经济社会发展、产业结构调整、优化和改善环境，还是对国家的能源安全、国防安全等长远利益都具有重大的现实意义和深远的历史意义。

第 6 章　国外太阳能热发电发展现状与趋势

6.1　太阳能热发电发展简史㊀

早在 3 000 多年前，人类就开始利用太阳能。西周时期（公元前 1046—公元前 771）的“阳燧取火”是聚集太阳光用于生产生活的最早记载。1860 年，法国数学教授 Auguste Mouchout 开始研究将太阳的热转换成机械能。1878 年，Mouchout 在巴黎世界博览会上展出了被认为是世界上第一个最大的利用太阳能产生蒸汽的装置（见图 6-1）。后来，Mouchout 的助手 Abel Pifre 对 Mouchout 的“太阳能机器”进行了改进，采用球形抛物面的太阳集热器带动一台印刷机。

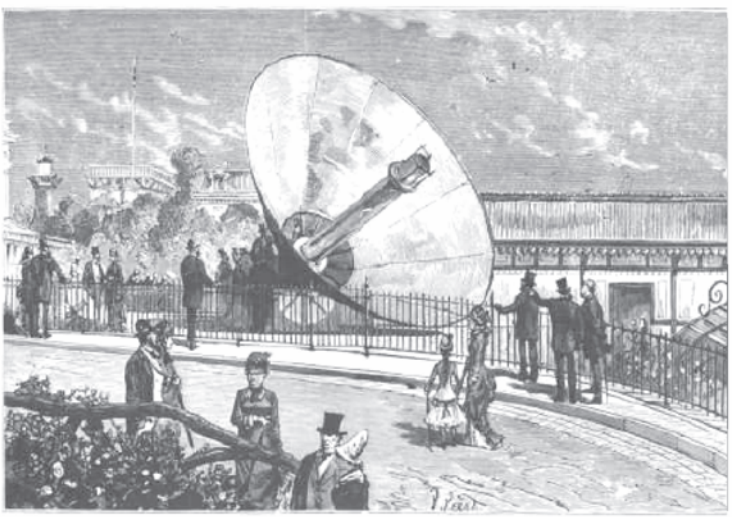


图 6-1　1878 年在巴黎博览会展出的太阳能机器

1884 年，意大利工程师 Alessandro Battaglia 对 Mouchot-Pifre 的设计进行了改

㊀ 本章节中的图片均引用自意大利太阳能历史研究组 Cesare Silvi 的文章：THE PIONEERING WORK ON LINEAR FRESNEL REFLECTOR CONCENTRATORS（LFCs）IN ITALY。

进，并申请了一个“多太阳能集热器”的专利，包括一个水平的圆柱形的长10m、直径1m的锅炉以及由250面平面镜组成的集热场。

1912年，Frank Shuman在埃及搭建了一座62m长的槽式抛物面太阳能集热装置（见图6-2），产生的蒸汽用来驱动功率为45kW的蒸汽马达泵，进行农业灌溉。1916年德国议会批准拨款20万马克，在西南非洲领地进行槽式抛物面太阳能集热装置的示范实验，但第一次世界大战的爆发和近东地区石油的发现阻碍了这项计划的实现。

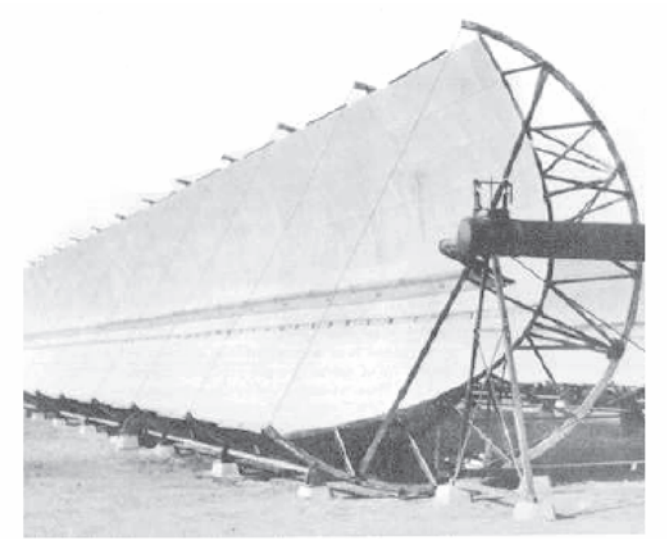


图6-2　1912年建于埃及的槽式抛物面聚光器

1960年，意大利数学家Giovanni Francia对太阳能聚光方法进行了革命性突破，在Battaglia的基础上，将线性的或点的锅炉置于多反射镜之上，并进行单轴或双轴跟踪。Francia是世界上第一个将菲涅耳反射聚光器概念应用于实际线聚焦和点聚焦系统的人。1962年，Francia在意大利申请了其第一个线聚焦专利。1963年，Francia设计并搭建了第一个线聚焦样机系统（见图6-3），尺寸为8.2m×7.9m，每小时可产100atm、温度为450℃的蒸汽38kg。随后，Francia开始研究点聚焦系统，着重关注塔式技术。Francia相信当“太阳能锅炉”可以产生压力超过150atm、温度超过500℃的蒸汽时，太阳能热发电就具有竞争力，而塔式技术比线聚焦系统更有希望实现这一目标。

随着1973年石油危机的爆发，人们开始对各种聚光太阳能热发电技术进行广泛性的探索和研究。1976年欧洲共同体委员会启动了太阳能热发电可行性研

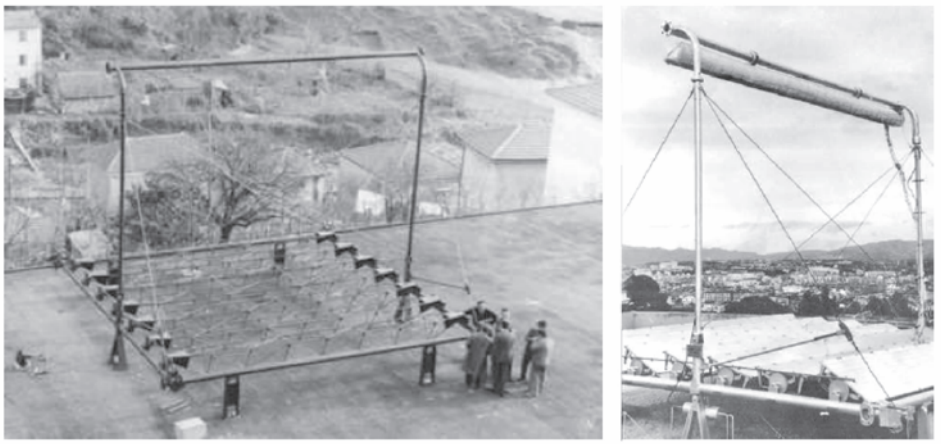


图 6-3　1963 年第一个线聚焦样机系统

究，1980 年全球第一座兆瓦级塔式电站 Eurelios（见图 6-4）在意大利西西里岛建成。1982 年，Solar One（容量为 10MW）塔式电站（见图 6-5）在美国南加利福尼亚州投入运行。1984—1991 年期间，9 座名为 SEGS 的槽式电站先后在美国加利福尼亚州莫哈维沙漠投入商业化运行，总容量为 354MW。然而，随着石油危机的缓解，美国政府对可再生能源的激励政策发生变化，第 10 座 SEGS 电站未能建设。

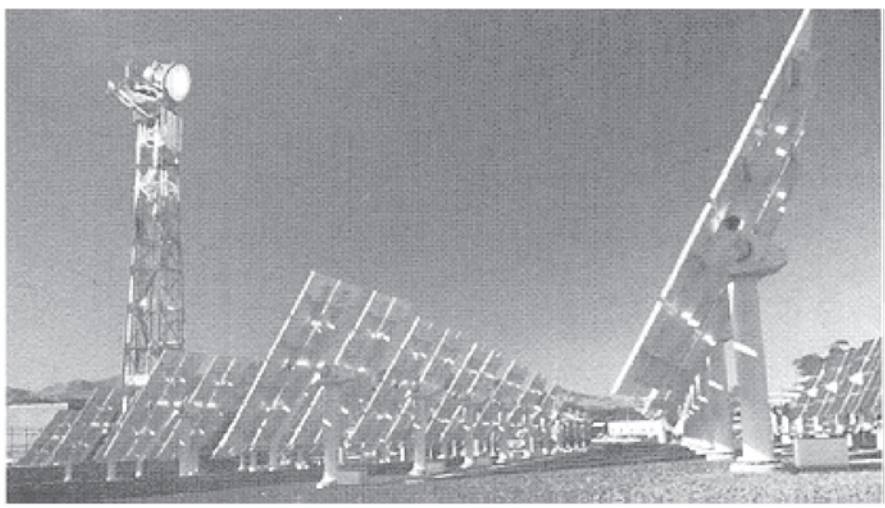


图 6-4　1980 年意大利 Eurelios 塔式电站

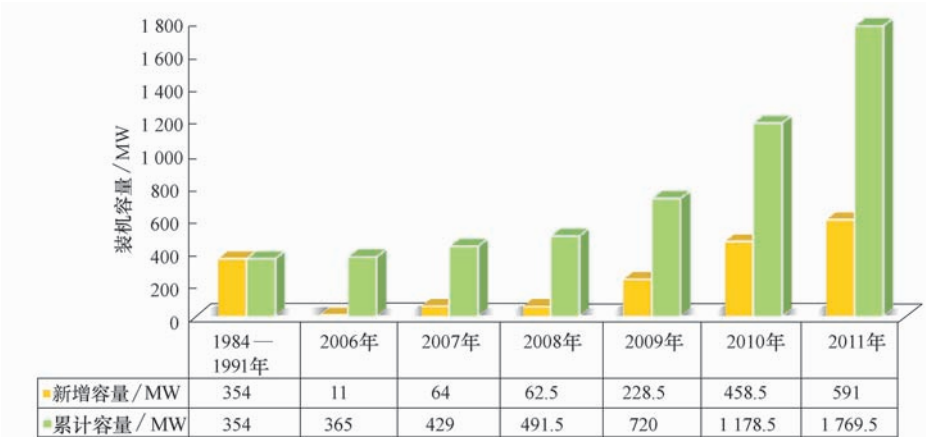
直至 2007 年，西班牙政府公布了合理的太阳能上网电价，催生了太阳能热发电技术的应用热潮，太阳能热发电市场逐渐复苏，并开始进入快速发展时期。

图 6-5　1982 年美国 Solar One 塔式电站

6.2　市场及产业发展现状

6.2.1　装机容量情况

近几年，全球太阳能热发电装机容量稳步增长。2011 年年底，国外累计投入运行的太阳能热发电总装机容量约 1 770MW，如图 6-6 所示。其中，西班牙是主要的太阳能热发电市场，约占全球总装机容量的 62.3%；美国次之，约占总装机容量的 28.8%。另外，德国、以色列、意大利、埃及和泰国境内分别有一座太阳能热发电站，如图 6-7 所示。



	1984—1991年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
新增容量/MW	354	11	64	62.5	228.5	458.5	591
累计容量/MW	354	365	429	491.5	720	1 178.5	1 769.5

图 6-6　全球太阳能热发电装机容量

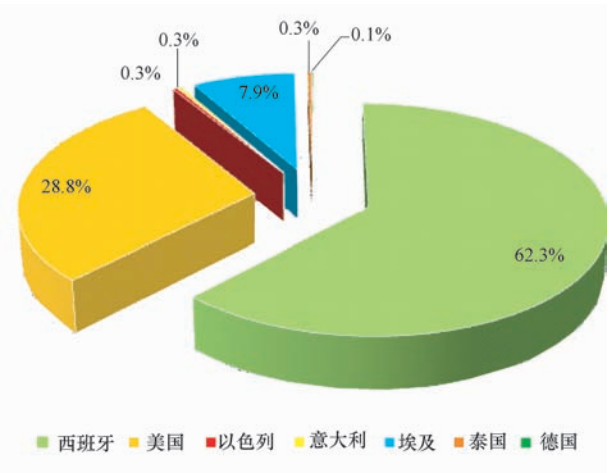


图 6-7　太阳能热发电市场分布

在已经投入运行的太阳能热发电站中，各类技术形式应用多样（见图 6-8），其中以导热油为传热介质的槽式技术占比最多（83.1%）。其主要原因是始建于美国 20 世纪 80 年代的 SEGS 槽式电站持续盈利运行至今，槽式导热油太阳能热发电技术被证明是目前世界上最成熟的太阳能热发电技术，投资风险系数相对较小。另外，槽式和燃煤/燃气或生物质联合运行的系统逐渐开始增多。在塔式方面，以水/蒸汽、熔融盐和空气的系统都有尝试。菲涅耳和碟式斯特林发电技术

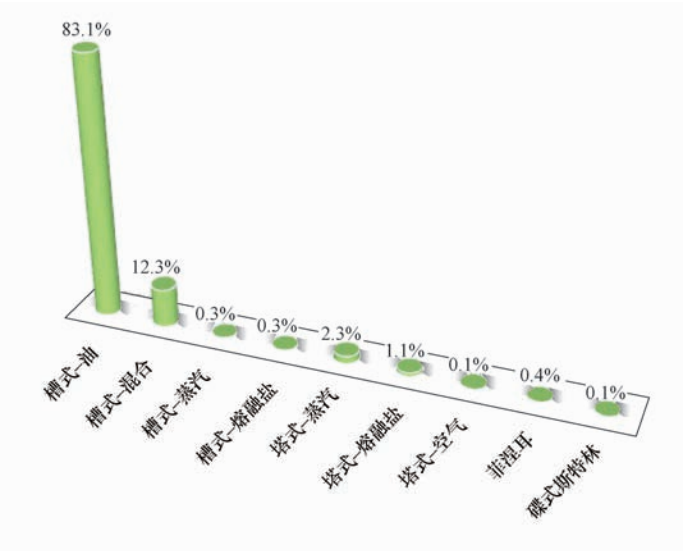


图 6-8　各类太阳能热发电技术应用情况

仍只是有小规模的示范。2011 年年底在已经运行的太阳能热发电装机中，带有储热系统的电站约占 61.5%。

国外在建的太阳能热发电站的装机容量约 3.4GW，其中美国市场为 37.7%，西班牙市场为 33.9%，其他的分别分布在摩洛哥、阿尔及利亚、阿布扎比以及澳大利亚等。美国能源部提供了约 57 亿美元的有条件贷款担保，用于 1 282MW 的太阳能热发电项目的建设，其中采用塔式技术的项目比例开始上升（39%），主要原因是美国实施的是可再生能源配额制，发电企业希望多发电，而塔式系统的聚光比高于槽式系统的聚光比，因此塔式系统可以进行更高温度的运行，从而导致更高的系统效率以及更多的电力产出。西班牙固定的上网电价导致投资商继续采用投资风险相对较小的槽式技术，在西班牙在建的太阳能热发电项目中槽式电站占 95.4%。

目前全球处于开发中的太阳能热发电项目装机容量约 16GW。这些电站分别位于美国、中国、苏丹、西班牙、澳大利亚、摩洛哥、南非、泰国、印度和伊朗等国家。

6.2.2 产业发展现状及趋势

当前，产生世界需要的电力而不会释放更多的气体在技术上是可行的，太阳能热发电的特性使其成为有效的可再生能源组合的重要组成部分。可调度性是太阳能热发电站的主要优势，这一特点使电网可以消纳更多的其他间歇性发电技术。据西班牙国家能源委员会 CNE 发布的数据显示，2012 年 9 月，西班牙太阳能热发电站的总产能达到 338GW·h，占全部电力供应的 1.6%。目前，西班牙太阳能热发电累计贡献了超过 4% 的电力需求，同时在一天中太阳能热发电与电力需求曲线的吻合度堪称完美。

太阳能热发电系统自 20 世纪 80 年代已经开始证明其可行性和可靠性，随着运行经验的增加，系统成本和投资风险都在逐步降低。当前所有商业化的太阳能热发电项目都是基于上网电价政策或购电协议（PPA）而实施的，很难对太阳能热发电的发电成本进行概述。不过，根据不同的太阳资源条件和合理的利润，欧洲太阳能热发电 LCOE（即电站全生命周期的单位发电成本）在 15～20 欧分/（kW·h）之间浮动。在未来几年中太阳能热发电 LCOE 也会持续降低。可调度性的附加价值和“黄金时期”的结束——西班牙的上网电价补贴期已过期，为太阳能热发电技术未来短期内的竞争力提供了更多经济上的论据。电站概念的创

新，新的电站集成解决方案，新的工作流体，新的材料，组件性能的提高，运行控制的新工艺都将能够做到降低成本。

目前四种太阳能热发电技术都已经达到了不同的发展时期，成熟度和发展程度可以用“代”来表示。目前正在运行或处于施工中的商业化太阳能热发电站是“第一代电站”。“第二代电站”应该能够通过更高的介质运行温度（500℃及更高）实现更高的效率，同时结合改进的设计，通过先进的储热技术或者/和联合循环工艺技术增加可调度性。“第三代电站”预计将具有充分的竞争力，主要途径是吸取经验教训，并采用最佳的设计理念、非常高的温度以及更高的效率转换循环。这个“成本平价”期到来的时间，也就是太阳能热发电站的发电成本等于常规电站的发电成本的那个点，取决于其本身的成本降低速度以及化石燃料价格的上升速度。四种太阳能热发电技术的发展程度见表 6-1。

表 6-1　四种太阳能热发电技术的发展程度

技术形式	发展程度	目前	短期（至 2015 年）	中期（至 2020 年）	长期（2025 年及以后）
槽式	一代				
	二代				
	三代				
塔式	一代				
	二代				
	三代				
线性菲涅耳	一代				
	二代				
	三代				
碟式	一代				
	二代				
	三代				

注：开发中，成熟。

不同的情景假设都认为太阳能热发电的“成本平价”可以在 2017—2020 年之间真正实现。然而，在一些地区，峰值负荷的供应已经通过太阳能热发电站以一种具有竞争力的方式实现了，例如，个别与公用事业机构签订的根据不同的需要分区分时的供电合同。

太阳能热发电站的上游原材料一般都是商品型产品，主要包括玻璃、钢铁、

塑料、熔融盐、混凝土、合成油、铜、铝等。产业链中最核心的为部件和系统集成开发链条。根据不完全统计，目前国际上能够供应太阳能热发电产品的企业约90家，涵盖整套集热系统，反射镜、镜面涂层/反射膜，槽式真空集热管，传热介质，储热产品，汽轮发电机，蒸汽发生器，换热器，专用阀门及专用泵等。国际上各类太阳能热发电产品供应商的分配比例如图6-9所示。美国太阳能热发电产品供应商的数量最多，约占总量的34%，其次是西班牙企业，比例为21%，德国位居第三位。另外，法国、意大利、印度和日本也有一定企业转型太阳能热发电产品开发和供应。

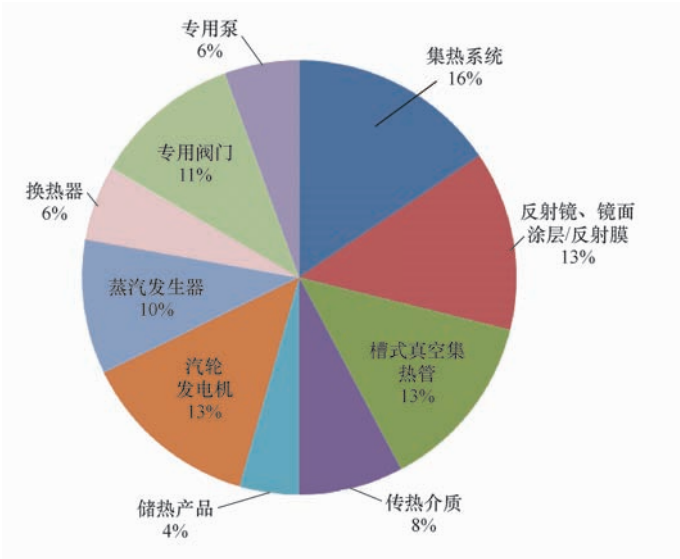


图6-9　国际上各类太阳能热发电产品供应商的分配比例

需要指出的是，电力公司在整个产业发展中的推动作用相对较大。在不同电力体制和政策要求下，电力公司参与太阳能热电产业的动机和策略是不同的。例如在美国，电力公司是为了满足可再生能源电力配额要求，采取的策略是发电集团通过运营太阳能热电厂出售太阳能电力；电网公司则与技术提供商签订购电合同、收购太阳能热电。而西班牙等欧洲的电力公司的动机是为了获取利润（太阳能热电力上网电价），最关心发电成本和电站规模，因此策略方面是选择与技术发展商合作，建设运营太阳能热电站。此外，在整个太阳能热发电产业链的上下游中，很多公司的业务存在交叉整合。一些系统集成商在开发电站的同时也会进行相关的技术研发，力求掌握核心专利技术，此外集成商也经常会制造生产其专利产品部件、建设电站并进行运营。

太阳能热发电站正在促进产业的发展。对经济的积极影响在很大程度上弥补了对太阳能热发电的补贴支持，补贴是太阳能热发电在达到全面发展之前仍然需要的。随着时间的推移，政府对太阳能热发电产业的支持将逐步降低，预计到2020年左右，欧洲的太阳能热发电将不再需要扶持，而在其他国家太阳能热发电成为具有竞争力的技术可能在2020年之前。

6.2.3 代表性电站

1. Gemasolar 电站

Gemasolar电站（见图6-10）是全球首座采用熔融盐作为传热和储热介质的商业化塔式电站。该电站位于西班牙安达卢西亚地区的塞维利亚省（Andalucía, Sevilla），站址经纬度为北纬37°33′44.95″、西经5°19′49.39″。当地太阳能资源较好，太阳法向直射辐射值为2 062kW·h/（m^2·a）。

图6-10 Gemasolar电站

该电站占地面积185hm^2，容量19.9MW，包括2 650台定日镜，每台定日镜的反射面积为120m^2，太阳塔高150m。传热介质为熔融盐，吸热器入口温度为290℃，出口温度为565℃。储热形式为双罐直接储热，介质同样为熔融盐，冷盐罐（290℃）中的冷盐泵送到太阳塔顶的吸热器中，被加热到565℃后，回到热盐罐（565℃）中储存起来。储热容量可以满足汽轮机满负荷运行15h，容量因子高达75%。由于长时间的储热，Gemasolar电站几乎能够实现全年12个月每

天 24h 连续发电。年满负荷运行小时数约为 6 500h，是其他可再生能源电站的 1.5 倍；年发电量约 1.1 亿 kW·h，可以满足安达鲁西亚地区的 25 000 户家庭的用电需求，同时减少 3 万 t 的 CO_2 排放。

该电站由阿布扎比综合性可再生能源公司马斯达尔（Masdar）和西班牙工程建筑公司 SENER 组建的合资企业 Torresol Energy 拥有。SENER 是技术供应商，负责电站的工程设计、定日镜和吸热器的制造、工程施工和试运营工作；马斯达尔负责电站的融资等商业保证工作。2008 年，在 Banco Popular、Banesto 和 Instituto de Crédito Oficial 三家银行的主导下，Gemasolar 项目通过公开市场融资了 1.71 亿欧元用于项目建设，其中 9 000 万欧元来自欧洲投资银行（European Investment Bank）。该电站于 2011 年 5 月投入商业化运行。电站建设期岗位数量为 800 人，年运行维护岗位为 45 人。

2. 安达索 1 号电站

安达索 1 号电站（见图 6-11）位于西班牙南部格拉纳达省瓜迪克斯市（Guadix，Granada），电站站址的经纬度为北纬 37°13′50.83″、西经 3°4′14.08″。该电站所在地区海拔较高（1 100m），属于半干旱地区，太阳能资源比较丰富，太阳法向直射辐射为 2 200kW·h/（m^2·a）。电站附近交通便利，靠近马德里-巴尔德佩尼亚斯-阿尔梅利亚（Madrid-Valdepeas-Almeria）铁路。由于距离内华达山脉比较近，位于 Guadiana Menor 支流的左岸上，因此水资源比较丰富。

图 6-11　安达索 1 号电站

安达索1号电站采用抛物面槽式技术，发电功率为50MW，总占地面积约200hm^2，年发电量约1.8亿kW·h。该电站由聚光集热系统、储热系统和发电系统组成。聚光场开口面积约51万m^2，共包括624排集热器、209 664面抛物面槽式反射镜。整个聚光场共配置624个传感器和液压驱动装置。电站共安装22 464个槽式真空集热管，采用导热油为传热介质。集热场进口温度293℃，出口温度393℃。安达索1号电站采用熔融盐（60%硝酸钠+40%硝酸钾）为储热介质，包括热盐罐和冷盐罐两个储热罐，每个储热罐高14m、直径38.5m，熔融盐用量共28 500t，储热容量为1 010MWht，可以满足汽轮机满负荷运行7.7h。汽轮机功率为50MW，满负荷下汽轮机效率为38.1%。该电站备有天然气作为辅助能源，天然气发电量在电站总发电量中所占比例为12%。安达索1号电站年用水量约87万m^3，年均效率约15%。

安达索1号电站由德国太阳千年公司（Solar Millennium）和西班牙ACS Cobra能源公司联合开发，其中ACS Cobra能源公司占项目75%的股份。ACS Cobra能源公司和西班牙SENER的合资公司UTE CT Andasol-1负责了电站建设工程的总承包。ACS Cobra能源公司是电站的业主，负责电站的商业化运营。安达索1号电站的投资成本约3亿欧元，其中储热系统占总投资的13%左右。

安达索1号电站的槽式反射镜由德国Flabeg公司供应，UTE CT Andasol-1公司负责聚光器的组装和安装，槽式真空吸热管由肖特（Schott）公司和索莱尔（Solel）公司供应，两家公司各供应了11 242根吸热管。汽轮机由德国西门子（Siemens）公司供货。安达索1号电站于2006年7月3日开工建设，2008年11月26日投入运行。建设期间，施工人数约600人。电站的上网电价为27欧分/（kW·h），电价补贴期限为25年。

3. 美国SES碟式斯特林太阳能热发电系统

碟式太阳能热发电系统的技术成熟度比较低，美国SES系统是目前世界上最成功的太阳能碟式热发电示范系统。Stirling Energy Systems（SES）公司于1996年从McDonnell Doulgas公司获得碟式聚光器的知识产权，从瑞典克昆（Kockums）公司获得生产斯特林机的授权，然后致力于碟式聚光太阳能热发电技术的商业化。在美国DECC项目的推动下，从1998年3月到1999年项目完成了第一期评估斯特林机的性能的任务。从2000年开始建立和测试完整的系统（见图6-12）。

SES碟式斯特林太阳能热发电系统的主要特点是：采用了平衡配重设计，聚

图 6-12　SES 碟式斯特林太阳能热发电系统

光器的重量与放置在焦点位置的斯特林机的重量相平衡；聚光镜的中间开有缝，使得 PCU 单元可以被降到地面，从而有利于安装和维护；聚光器镜面采用了模块的设计，方便现场的安装。

SES 碟式斯特林太阳能热发电系统的碟式聚光器采用近似旋转抛物面的多碟结构，单元反光镜 82 片，反射镜总面积 91m^2，投影面积 87.7m^2，镜面反射比 0.91，焦距 7.45m，截断效率 0.97，热头表面最大热流密度 7 500kW/m^2，采用开环跟踪控制。电力转换单位参数：采光口直径 20cm；斯特林机为瑞典克昆公司开发的四缸自由活塞式斯特林机，排气量 380mL，转速 1 800r/min；工作流体为氢气；可变压力输出控制，三相 480V 异步电动机；系统额定功率 25kW，年平均净效率 24.6%，年发电量 48 129kW·h。该系统自运行调试以来一直运行良好，已运行时间超过 25 000h。

2010 年 1 月，世界范围内第一座商业化运行的 Maricopa 碟式斯特林热发电站（见图 6-13）在美国亚利桑那州投入商业化试运行。电站容量 1.5MW，建设工期 4 个月，由 60 个 25kW 的 SunCatherTM（碟式斯特林机）系统组成。该 SunCather 系统由 SES 公司和美国能源部联合开发研制。Tessera 太阳能公司是该电站的独家业主和运行商。

4. 西班牙 Puerto Errado 2 线性菲涅耳电站

Puerto Errado 2（PE2）是全球装机容量最大的线性菲涅耳电站（见图

图 6-13　Maricopa 电站

6-14)。该电站位于西班牙穆尔西亚自治区的卡拉斯帕拉，电站站址的经纬度为北纬 38°16′ 42.28″、西经 1°36′ 1.01″，当地太阳能资源值为 2 095kW · h/(m^2 · a)。电站装机容量 30MW，总占地面积 70hm^2，包括 28 列菲涅耳集热器，光场总长度 1km，有效采光面积 30.2 万 m^2。每排集热器长 940m、宽 16m。反射镜安装在距离地面 1m 的位置，吸热器距离地面 8m。传热介质为水，镜场进口温度 140℃，出口温度 270℃，运行压力 5.5MPa，最大热能输出 150MWt，冷却方式为空冷，储热方式为单罐温跃层，储热能力为 0.5h。

该电站于 2011 年 4 月动工建设，Novatec Solar 公司是项目开发商，同时也是技术供应商，隶属 ABB 公司。Novatec Biosol 公司是 EPC 项目的承包商，并负责电站的建设和调试。电站业主为 Tubo Sol PE 2 公司，该公司为 Elektra Baselland（73%）、Industrielle Werke Basel（12%）和 Novatec Biosol（15%）的三方合资公司。欧洲的三个银行财团——巴伐利亚银行、德国商业银行和荷兰合作银行授予了 PE2 项目融资债务基金的有限追索权限，包括 Euler Hermes 提供的出口信用保

图 6-14　西班牙 Puerto Errado 2 电站

险。电站年发电量约 49GW·h，可满足 1.5 万个西班牙普通家庭的电力需求。

6.3 技术发展趋势

6.3.1 聚光器

1. 反射镜（玻璃镜）

目前的大多数槽式技术采用的仍是 20 世纪 80 年代在美国加利福尼亚州建立的 SEGS 电站所使用的 4mm 低铁浮法玻璃镜。未来玻璃镜的发展主要考虑反射比、可用率以及清洁度等。

为了提高玻璃镜光学表面的反射比，薄的低铁镀银玻璃镜正在被广泛采用。对于槽式系统，为了得到一定的曲率，需要对玻璃进行钢化，但目前这一工艺造价非常高，因此需要进一步提高。另外，目前玻璃镜的户外耐候性并不理想，镀有柔性底金属的前表面反射镜也是开发的方向之一。

在提高镜面洁净度方面，抗灰尘的玻璃镜成为研发的热点。提高洁净度就需要开发新的材料，同时也要提高镜面清理设备和方法。新材料需要满足以下条件：良好的耐候性；在 300～2 500nm 的波长范围内具有高反射比（>92%）；机械性能好，能抗周期性清洗；染污系数低（<0.15%，类似于镀银玻璃）。

此外，光学表面的面积和几何性对成本也有影响。目前已经商业化的塔式电站中，定日镜面积接近 150m^2。目前超大定日镜的概念正在兴起，定日镜面积超过 200m^2，宽高比约为 2，在全力研发和商业化应用的情况下，在 5 年内目标成本可降低 30%。

2. 支架

聚光器的支架结构正向重量更轻、跟踪精度更高的方向发展。

3. 控制/跟踪

光学精度和机械设计的复杂性之间存在对抗共生的关系，因此有必要进行设计优化。在塔式电站用定日镜传动装置约占定日镜系统总成本的 40%，不需要所有电线、地沟挖埋和相关的部件的自控定日镜成为研发的方向。

和传统的镜场相比，自控定日镜场的优点是：

1）由于不需要挖沟、埋线以及其他电子元器件，因此基础设施成本非常低。

2）可以免受雷击和老鼠侵害。

3）每一个定日镜是一个独立的电力单元，不再依赖传统的电力供应。

4）采用增量编码器，不会跟丢位置。当遇到软件或电力故障时，仍能继续运行。

5）很容易将镜场面积进行扩大。

6）每台定日镜可以自我管理其运行限位。自控定日镜技术同时也要满足跟踪精度高、控制运行简单的要求。

6.3.2 储热

1. 熔融盐储热和室温离子流体材料

目前的熔融盐储热技术是在美国 Solar Two 塔式示范电站中所测试的双罐熔融盐储热技术。这种熔融盐储热技术目前已经被成功应用于传热介质为导热油的槽式系统中，同时增加了一个换热器，用于油到盐之间的换热。另外，2011 年底投入运行的 GemaSolar 电站采用了熔融盐作为传热和储热介质，并实现商业化运行。

由于熔融盐的成本较高，学术界开始研究在槽式系统中通过便宜材料替代昂贵的盐，从而降低成本。主要是使用带有一种填料的温跃层熔融盐储热技术。和双罐熔融盐储热相比，这种技术可以将成本降低约 1/3。对于槽式热发电单罐温跃层储热技术，耐久性填料的选择、充放热方法以及设备的优化都是主要研究内容。

此外，新型的储热材料，即室温离子流体材料（RTIL）也开始受到关注。这种材料即使在很低的温度下，仍是流体状态，从而克服熔融盐自身的缺点。室温离子流体材料是一种有机盐，在相关的温度范围内蒸气压可以忽略不计，而熔点在 25℃以下。室温离子流体材料是非常新的一种材料，在达到太阳能热发电所需要的温度后，是否还能保持稳定以及生产成本是否合理等都还存在着很大的不确定性。

2. 混凝土储热

欧盟 WESPE 项目（中期储热的设想——进一步发展固体材料储热技术）曾对在以导热油为传热介质的槽式电站中利用混凝土或浇注陶瓷进行显热储热进行过研究。目前 WANDA 项目仍对此技术在作继续深入的研究。

采用混凝土进行储热的系统，需要在储热材料中加入钢管从而提高传热效率，然而加入钢管后的造价相对比较高。加入钢管的成本约占储热总成本的

45% ~55%左右。越来越多的研究人员开始考虑采用无钢管的设计。

模块化的充热和放热理念也是研究的方向。采用模块化的充热和放热，对于一种给定的尺寸和材料，通过提高两个运行模式之间的温度变化，储热能力可能得到大幅度的提高。Tamme R 等人通过计算机模拟显示，一个既定尺寸的储热系统，通过模块化的充热和放热技术，储热能力能够提升约 200%。当然先进的充放热模式的研究需要在管路和阀门方面进行进一步的投资。

3. 相变材料储热

相变材料（PCM）是潜热储热技术的潜在候选材料，对于潜热占比重较大的系统而言，例如直接蒸汽发生系统，重要性尤为显著。相变材料储热并不局限于固态-液态的转变，而可以采用固态-固态或液态-气态的转变，但和其他相变形式比较而言，实际上固态-液态的转变有一定的优点。目前正在研究的两种理论方法为：少量 PCM 成囊技术（密封）；将 PCM 嵌入由其他高导热性的固体材料组成的矩阵中。第一种方法是基于减少 PCM 内部的距离考虑的，第二种则是通过其他材料提高热传导。PCM 储热技术目前处在研发的初期阶段，许多都还处于理论或实验室规模的阶段。目标成本在 20 欧元/kWht 以下。

4. 固体材料储热用于空气吸热器系统

固体材料的显热储热系统一般都用于容积式空气或压缩空气系统。其中，热需要传给另一种介质，而这种介质可以是高密度、高比热容的任何固体。固体材料储热的其他参数还包括尺寸和固体的形状，目的是将压力损失最小化（压力损失大，寄生就高）。

除了采用固定固体材料作为储热介质外，德国航天局（DLR）尝试了一种新的概念，即采用硅砂作为中间传热介质，从而避免在采用开式容积式空气吸热器技术的塔式系统中由于储热容器场因填满固定的固体材料而产生的不利因素。

另外一种技术趋势就是研发用于压缩闭式空气吸热器系统的储热容器。这种储热容器必须能够耐 1.6 ~2MPa 的压力，具体的压力值取决于燃气轮机的压力比。而在这样的系统中，吸热器和镜场必须在太阳辐照很好的时候，产出多于燃气轮机需要的能量。多出的能量通过一个外加的鼓风机进行储热系统的充热。在放热模式中，在没有太阳的时候，吸热器被旁路，通过储热系统的流向被反向。此外，在太阳辐照不好的时候，为了使用从吸热器和储热系统出来的热能，也可以将压缩机的空气流向分开来。这种技术情况的研发和实现时间大约 5 ~10 年，不确定性和风险性都处于中等范围。

5. 饱和水/蒸汽储热

在理论上，汽包也是一种储热，因为汽包里面含有一定的加压沸水。通过降低压力，蒸汽可以单独从这个部件里产生出来。这种储热，作为过程储热，已经在工业中应用很多次。其中的主要问题是用于更大储热容量的蒸汽容器的尺寸问题以及在放热过程中蒸汽质量的降级问题。这种储热类型，作为几分钟短时间内的缓冲存储是非常理想化的，可以补偿由于快速飘过的小云彩而造成的镜场遮挡损失。对于短期内的研发和商业化的应用，成本降低的潜力在 30% ~60%，而且不确定性和风险性都很低。

6.3.3 吸热器/吸热管及循环

1. 采用导热油做传热介质的槽式系统

这种系统技术发展趋势是改进吸热管。提高吸收性涂层和管接口能够提高过程温度和压力水平（减少压降）。另外，也需要进行循环系统的创新，例如增加再热段，或采用有机郎肯汽轮机等。所有的发展趋势（见表 6-2）都是以提高电力输出的水平为目标。

表 6-2 采用导热油做传热介质的槽式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热管	先进的涂层（适应更高温度范围）	提高吸热管的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	去掉波纹管		
	提高工作温度		
	改进管接头		
	提高压力		
	减少压降和管道长度		
	改进介质		
循环	提高过热蒸汽温度	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	增加再热段		
	采用有机郎肯循环（小型系统）		

2. 采用水/蒸汽做传热介质的槽式系统

采用蒸汽的直接过热能够提高系统的效率。前面提及的采用导热油做传热介质的槽式系统的技术趋势和这个系统也是相关的。此外，技术研究的目标也包括消除吸热管内由于不对称和不稳定造成的影响。西班牙阿尔梅利亚测试平台

（PSA）通过 DISS 项目以及用于直接蒸汽发生系统吸热管的选择性涂层研发发现，对于直接蒸汽过热，450℃是可行的温度上限。因为温度更高，热损失将会显著提高，而吸热管的耐久性则会大幅降低。采用水/蒸汽做传热介质的槽式系统的技术发展趋势见表 6-3。

表 6-3　采用水/蒸汽做传热介质的槽式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热管	先进的涂层（适应更高温度范围）	提高吸热管的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	去掉波纹管		
	提高工作温度		
	改进管接头		
	提高压力		
	减少压降和管道长度		
	消除直接蒸汽过热管的非对称和不稳定的影响		
循环	提高工作温度	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	对蒸汽进行过热		
	增加再热段		

3. 采用熔融盐做传热介质的塔式系统

和槽式系统一样，传热流体的同次性对提高系统效率具有重要作用。此外，也有必要对工作温度进行最大化。采用熔融盐做传热介质的塔式系统的技术发展趋势见表 6-4。

表 6-4　采用熔融盐做传热介质的塔式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热器	介质温度最大化	提高吸热器的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	提高入射能流的均匀性		
	提高流体流动的均匀性		
	热斑的处理		
	吸收性能不稳定的处理		
	介质循环处理		
循环	提高工作温度	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	采用过热蒸汽循环		
	增加再热段		
	介质防冻		

4. 采用蒸汽做传热介质的塔式系统

对采用熔融盐做传热介质的塔式系统，温度的同次性和吸热器内的压力对提高系统效率都很重要。通过提高聚光器的跟踪精度或优化吸热器空腔内的流体流动降低热斑效应是研究的课题。采用蒸汽做传热介质的塔式系统的技术发展趋势见表 6-5。

表 6-5　采用蒸汽做传热介质的塔式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热器	热斑的处理	提高吸热器的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	吸收性能不稳定的处理		
	介质循环处理		
循环	介质压力最大化	提高系统效率	减少系统安装成本和 LEC 成本
	增加蒸汽过热		
	采用 PCM 储热		
	多塔同时用一个大透平		

5. 采用空气做传热介质的塔式系统

为避免对丝网容积式吸热器材料造成损害，需要考虑热斑处理。采用空气做传热介质的塔式系统的技术发展趋势见表 6-6。

表 6-6　采用空气做传热介质的塔式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热器	网架结构架设	提高吸热器的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	气流控制		
	热斑处理		
	吸收性能不稳定的处理		
循环	改进蒸汽/空气换热器	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	设计过热蒸汽循环		
	增加再热段		

6. 压缩空气结合太阳能混合燃气轮机的塔式系统

除了前面已经提到的技术研究方向外，对这类系统比较关键的研究就是优化二次光学设计，包括吸热器窗口尺寸最大化、系统式多级吸热器结构（为了逐

步提高空气的温度至 1 000℃）、高温的太阳能热气体进入燃气轮机。改进燃气轮机以及增加太阳能比例都可以提高联合循环电站的效率。压缩空气结合太阳能混合燃气轮机的塔式系统的技术发展趋势见表 6-7。

表 6-7　压缩空气结合太阳能混合燃气轮机的塔式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热器	热斑处理	提高吸热器的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	吸收性能不稳定的处理		
	介质流动处理		
	二级光学设计		
	窗口尺寸最大化		
循环	提高太阳能比例	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	改造燃气轮机的燃烧器		
	对燃气轮机进行改进，以适合于部分载荷运行		

7. 采用斯特林或布雷顿循环的碟式系统

采用斯特林或布雷顿循环的碟式系统的技术发展趋势见表 6-8。

表 6-8　采用斯特林或布雷顿循环的碟式系统的技术发展趋势

类别	技术改进方向	潜在的技术效益	潜在的经济效益
吸热器	对变化的能流密度分布的容许度	提高吸热器的性能和寿命	减少运行维护成本、组装和安装成本以及某些部件成本
	介质容量最小化		
循环	提高发动机的尺寸	提高系统效率	减少系统安装成本和平均能源成本
	提高寿命		
	减少维护		
	增大自由活塞斯特林的尺寸，进行适合于太阳能的改进		
	混合化		
	太阳能“热头”处理		
	增大碟的尺寸		
	采用布雷顿发动机	提高系统的可靠性	减少系统安装成本和平均能源成本
	对燃烧器进行改进		
	进行部分负荷运行		
	变化的重力效应处理方法		

6.4 发电成本现状及发展趋势

太阳能热发电的发电成本决定了太阳能热发电在可再生能源发电中的竞争地位，太阳能热发电的发电成本可以通过 LCOE（即电站全生命周期的单位发电成本）来确定。LCOE 由电站全生命周期内的所有费用折现计算，包括初始投资、运行成本、燃料费用等。目前大型槽式电站的 LCOE 为 0.2 ~ 0.295 美元/(kW · h)。需要指出的是，由于电站建设地点、太阳辐照、技术形式等存在差别，每个太阳能热发电站的初始投资等也不尽相同，从而导致发电成本有高有低。

美国 SEGS 电站是最早投入商业化运行的太阳能热发电站，至今已经运行了二十多年。现在这些电站每年向加利福尼亚的电网输电 8 亿 ~9 亿 kW · h，总累计输电量达 90 亿 kW · h（包括天然气补燃，共计 120 亿 kW · h）。根据 SEGS 电站运营数据，这 9 座太阳能热发电站的发电成本为 11 ~27 美分/(kW · h)，投资成本在 2 890 ~4 500 美元/kW（见表 6-9）。此外，在电站的运行过程中，电站的性能也被不断改进。位于 Kramer Junction 的几座电站的运行维护费已经降低了约 30%。

表 6-9 美国 SEGS 电站技术经济数据

电站名称	SEGS Ⅰ	SEGS Ⅱ - Ⅶ	SEGS Ⅷ - Ⅸ
投入运行年份	1985	1986—1989	1990—1991
容量/MW	14	6 × 30	2 × 80
电站年效率(%)	9.5	11.0 ~ 12.5	13.8
投资成本/(美元/kW)	4 500	3 200 ~ 3 800	2 890
LCOE/[美分/(kW · h)]	18 ~27	12 ~18	11 ~14

西班牙太阳能热发电产业协会 2009 年预测，从 2007 到 2025 年，太阳能热发电的成本会以每年 2% ~5% 的速度降低。地中海地区［DNI：2 600kW · h/(m^2 · a)］太阳能热发电站的 LCOE 将从 2007 年的 18 美分/(kW · h) 降到 2025 年的 12 美分/(kW · h) 左右。西班牙地区［DNI：2 100kW · h/(m^2 · a)］太阳能热发电站的 LCOE 将从 2007 年的 25 美分/(kW · h) 降到 2025 年的 17 美分/(kW · h) 左右。

在美国桑迪亚实验室的委托下，美国全球咨询公司 Sargent & Lundy 对各种

太阳能热发电方式的 LCOE 发展进行了预测，见表 6-10。通过技术进步、规模发展实现经济效应和经验学习曲线等方式，至 2018 年，除碟式斯特林系统外，槽式和塔式系统的 LCOE 可降至 8 美分/(kW·h) 左右。

表 6-10　各种太阳能热发电方式 LCOE 预测

太阳能热发电技术形式	LCOE/[美分/(kW·h)]	
	2018 年	2025 年
槽式无储热系统	8.75	7.71
槽式有储热系统	8.37	6.79
熔融盐塔式系统	8.82	7.36
碟式斯特林系统	11.03	8.59

美国能源部提出：到 2015 年，储热 6h 的太阳能热发电成本降至 8～10 美分/(kW·h)，满足中等负荷市场需求；到 2020 年，储热 12～17h 的太阳能热发电成本降至 5～7 美分/(kW·h)，满足基础负荷市场需求。

6.5　太阳能热发电政策

6.5.1　美国

美国是目前太阳能热发电电站在建装机容量最大的国家，这源于美国设立和执行着一套良好的政策体系，同时也维系着法规政策的稳定延续，这些对于投资者来说都意味着能够保证合理的项目投资回报和顺利达成项目融资。这些政策体系都是以可再生能源配额标准（RPS）为指导思想设立的。

可再生能源配额标准是指政府给电力公司分配任务指标，要求他们所发出的电力中必须有一定比例的部分来自于可再生能源，在某些情况下要求来自于太阳能。按照可再生能源配额标准的规定，地方电力公司必须与可再生能源发电公司签署购售电合同（如前所述，PPA），保证在一段确定的时间段内（一般为数十年）以一个确定的价格购买一定确定数量的可再生能源电力。

为了支持可再生能源技术和项目的发展，美国联邦政府出台了如下一系列的激励政策：

1）能源部贷款担保计划第 1703 号：无终止期，用于为可再生能源、洁净煤技术、核能、输变电和节能高效项目提供贷款担保，规则允许补贴费用额度

（Credit Subsidy Cost，CSC）可由借款人、纳税人或两者联合支付（最后一个选项是在2012年加入的）。目前该计划已为可再生能源项目提供的贷款担保额度为15亿美元，用于补贴费用额度的数额为1.7亿美元。

2）能源部贷款担保计划第1705号：于2011年10月1日终止，用于为可再生能源项目和节能高效项目提供贷款担保。该计划共计提供的贷款担保额度为345亿美元，国会授权的用于支付补贴费用额度的基金总额为20亿美元。

3）太阳能投资赋税优惠政策（ITC）：有效期至2016年底，对商业和家用太阳能电站或系统提供高达30%的税收优惠。该政策极大地稳定了投资者长期持续投资太阳能发电市场、美国国内制造业和供应链产能升级的信心。

4）1603财政基金计划：于2011年年底终止，该计划允许投资者直接以财政基金的形式获得税收优惠，而无需通过税收资本市场进行货币化。该基金计划的好处在于保证税收优惠额度能够全额进入到可再生能源项目当中，而无需将部分额度贡献给华尔街。许多行业都受惠于该基金计划，而不仅仅是太阳能行业。

6.5.2 西班牙

1998年西班牙建立了可再生能源发电的特别制度。然而直到2004年皇家法令RDL436的颁布才让太阳能热发电项目在合适的上网电价下得以推广。2007年颁布的RDL661法令规定的电价大幅提高，催生了新电站，银行也看到了融资这些项目的更有利的条件。

西班牙第一座商业化太阳能热发电站是位于塞维利亚的PS10。PS10容量11MW，采用饱和蒸汽塔式发电技术，系统带有一个小型加压蒸汽缓冲存储系统。其后，2008年投入运行的太阳能热发电站装机容量达到61MW（包括欧洲第一座槽式太阳能热发电站Andasol 1），2009年达到331MW，2010年达到532MW，2011年和2012年分别达到999MW和1925MW。

根据2009年颁布的皇家法令RDL6，在当前的上网电价框架下注册的有60座电站（包括已经运行的电站）。所有这些电站总计容量为2 475MW，必须在2013年底投入运行，否则将无法享受之前的上网电价。这些项目2012年的电价是29.89欧分/（kW·h），这个价格也随着每年全民消费价格比而变动。

由于融资条件更易倾向于成熟的技术和有一定规模的电站形式，因此已经发电的电站中94%的比例基于槽式太阳能热发电技术，而另外三种技术形式只占了一小部分。除了所有已经注册的电站项目外，超过10GW的太阳能热发电项目

正在进行选址和项目开发。一座预计在 2013 年投产的 50MW 熔融盐塔式电站已被纳入西班牙太阳能热发电创新项目计划中，另一座 50MW 混合塔式电站也已向 NER300 计划递交了项目建议书。

在 2010 年西班牙政府向欧盟提交的可再生能源国家行动计划（RENAP）中，预测到 2020 年西班牙总装机容量将达到 5 079MW。在新的可再生能源计划中，这一数字被缩减为 4 800MW。

6.5.3 意大利

根据 2011 年 3 月制定的 RENAP，意大利 2020 年太阳能热发电站装机容量目标为 600MW，年发电量为 1 700GW·h，占全国电力消费的 0.5%。2012 年 7 月，经济发展部长联合环境部长发布了可再生能源组合新法令，该法令对大规模太阳能热发电站规定了一项新的激励政策，见表 6-11。享受这一政策有两个必需的前提条件：必须采用无污染的传热系统（除非系统位于工业区内），安装系统必须采用法令规定的最低储热容量。

表 6-11 意大利大规模太阳能热发电政策

太阳能比例大于 85% 的系统	32 欧分/(kW·h)——能源销售
太阳能比例为 50% ~85% 的系统	30 欧分/(kW·h)——能源销售
太阳能比例小于 50% 的系统	27 欧分/(kW·h)——能源销售

这项激励政策适用的最大反射面积为 250 万 m^2，在所有的反射面积安装完成后，政府给予了一个 36 个月的宽限期，从而实施太阳能热发电站的并网工程（这个宽限期仍处于讨论中）。对于小规模的太阳能热发电站，新法令也有规定，见表 6-12。这些规定适用太阳能集热面积小于 2 500m^2 的系统。

表 6-12 意大利小规模太阳能热发电政策

太阳能比例大于 85% 的系统	36 欧分/(kW·h)——能源销售
太阳能比例为 50% ~85% 的系统	32 欧分/(kW·h)——能源销售
太阳能比例小于 50% 的系统	30 欧分/(kW·h)——能源销售

所有类型的太阳能热发电站（大型和小型）都并入国家电网。在 2016 年并入国家电网的电站，上网电价将减少 5%，在 2017 年连接到电网的发电站的电价将减少 10%。上网电价支持期限是 25 年。

第一座采用熔融盐作为传热流体的槽式热发电站已经在意大利投入运行，容量为5MW，带有储热系统，采用联合循环。预计2017年意大利太阳能热发电装机容量可达到几百兆瓦。

6.5.4 印度

印度公布了贾瓦哈拉尔·尼赫鲁国家太阳能计划（JNNSM），该计划的目标是在2022年年底前太阳能并网装机容量累计达到20GW。对于太阳能热发电（区别于光伏）的具体装机容量目标则是根据计划执行的不同时期，具体由该时期特定市场情况和市场条件确定。该计划还为相关的技术研发活动、技术援助、培训等提供支持，作为计划成功实施的必要组成部分。

印度国家太阳能计划具体分三个阶段进行，每个阶段对应实现的累计并网装机容量为：到2013年为1GW，到2017年为3GW，到2022年为20GW。在第一阶段中，由电网公司与发电企业签署购售电合同，作为一套上网电价系统机制。购售电合同中的上网电价持续期为25年。为了分摊太阳能发电的发电成本，印度国内最大的发电央企NTPC通过将大量的传统能源电力与可再生能源电力捆绑在一起，以一个调整过的上网电价进行打包销售。

然而，印度的上网电价政策被普遍认为并不是一套很成功的政策，因为到目前为止据报道只有非常少量的小型示范项目（小于3MW）投入运行，以及5个槽式热发电项目（装机容量分别为100MW、2×50MW、28MW和10MW）正在处于建设阶段，但这5个槽式项目最终都由没有太阳能热发电项目经验的开发商中标夺得，项目结果将会如何尚不得而知。出现这种情况的原因可主要归结为两个：一是对投标人的资格要求，并不要求作为投标人的技术提供方、电站开发商或项目总承包方具有热发电方面的工程业绩或者可证明的能够投建热发电电站的技术能力；二是过低的上网电价，在目前现有的市场条件下，使热发电项目在财务评价方面不具备可行性。

6.5.5 南非

南非普遍被认为是一个国家如何制定可再生能源的宏伟目标和实行途径，并如何在短时间内获得项目执行显著成效的成功范例。南非的可再生能源目标通过可再生能源独立发电商采购计划（REIPPP）实行。

REIPPP的目标是在2014年年底前采购3 725MW的可再生能源电力。为实

现此目标，南非政府将经过五轮不同装机容量的项目招标，最后一轮中标项目的融资交割计划在 2014 年 5 月完成，这意味着最后一轮的中标项目将不会在 2015 年年底前投入运行。到目前为止，共有 200MW 的热发电项目已经完成招标，其中第一轮招标 150MW，第二轮招标 50MW。这些已完成招标的项目涵盖了塔式和槽式两种热发电技术，而且第一轮中标项目目前已完成融资交割和处于项目建设阶段。

独立发电商（IPP）与南非政府签署了一份项目执行协议，同时与 Eskom（南非公用电力事业单位）签署一份 20 年的购售电合同。政府对项目的评价标准：30% 基于创造的就业机会和当地社会经济的满意度，70% 基于经济学评价标准。

6.5.6 摩洛哥

摩洛哥具有很好的太阳能直射资源，因此摩洛哥政府在意识到太阳能热发电行业对本国经济的具体推动力之后，同样也制定了太阳能热发电行业发展的宏伟目标。该目标基于摩洛哥太阳能计划（MSP）实行。

MSP 的目标在于发展综合性多样化的能源电力项目，在 2020 年年底前，规定来自太阳能的电力装机容量不少于某个最小值。成立的摩洛哥太阳能局（MASEN），专门负责所有与太阳能项目开发和执行有关的事务，如从不同的方面为太阳能项目提供支持、组织招标（包括太阳能热发电和光伏等各种项目的招标）。独立发电商负责太阳能电站的建设、投资、运营和维护，与 MASEN 签订购售电合同，持续有效期为 25 年；与摩洛哥国家电力公司签订并网协议。

第 7 章　我国太阳能热发电发展现状与趋势

7.1　技术及产业发展现状

7.1.1　产业起步

总体上来说，我国太阳能热发电处于产业化起步阶段。经过多年的技术研究，我国在太阳能聚光、高温光热转换、高温储热、兆瓦级塔式电站系统设计集成等方面得到了进一步发展。随着国外太阳能热发电市场的快速发展，我国企业在太阳能热发电的全产业链环节都有涉入，包括太阳能热发电用材料、聚光部件、吸热部件、储热装置、系统集成和项目开发等。在关键部件的开发方面，已经涌现出一批企业公司。目前国内已基本可全部生产太阳能热发电的关键和主要装备，一些部件具备了商业生产条件，太阳能热发电产业链逐步形成。其中以槽式真空管和玻璃反射镜更为突出，国内槽式真空管生产厂家已超过 10 家，反射镜厂家也超过 7 家，有些厂家的产品已经通过国外专业检测机构的检测，检测性能参数达到国际水平。只是这些产品还没有经过实际项目使用，产品的性能、质量还没有得到实际的验证。比起关键设备制造，光热电站系统集成技术则更为缺乏，目前国内还没有商业化运行的光热电站，整体系统设计能力和集成技术、太阳能热发电站系统模拟及仿真技术也刚刚起步，缺乏电站建设运营经验和能力。大型太阳能热发电系统的详细设计、镜场安装及维护在我国均是空白。

我国太阳能热发电产业链现状如图 7-1 所示。

7.1.2　示范系统

在国家发展战略性新兴产业的框架下，随着可再生能源配额制的实施，五大发电集团和地方能源公司高度重视太阳能光热发电项目的开发与技术储备。据不

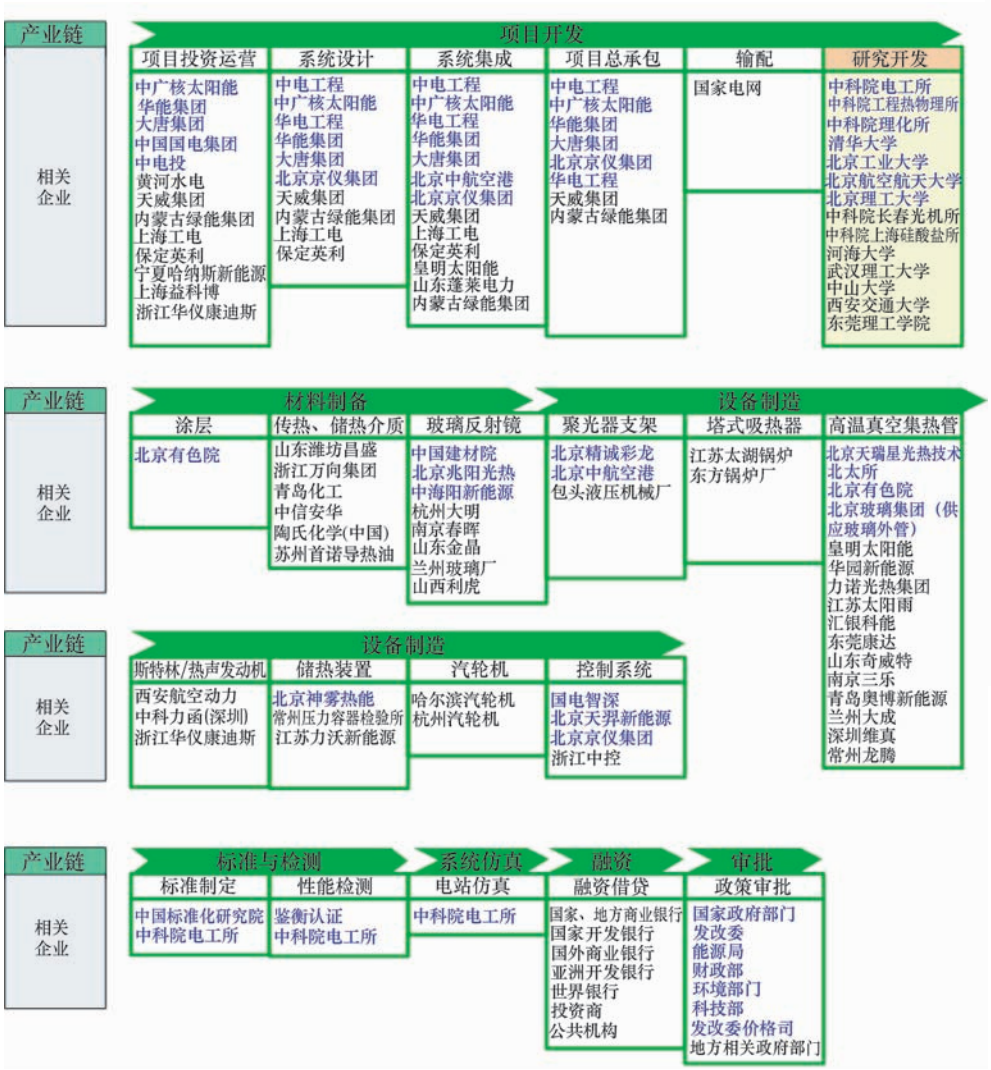


图 7-1　我国太阳能热发电产业链现状

完全统计，我国已经搭建的太阳能高温集热系统共 22 个㊀（见表 7-1），其中两个为采用汽轮机发电系统：中国科学院电工研究所 1MWe 塔式电站和益科博能源科技（上海）有限公司三亚电站。一个采用 160kW 螺杆机发电系统，由兰州大成科技股份有限公司建设，位于兰州新区。另外，青海中控太阳能发电有限公司也已经完成一期塔式系统的工程建设并产汽，其容量为 10MW。

㊀　本节中所有图片如没有注明，均由项目单位提供。

表 7-1　我国已建的太阳能高温集热系统

技术形式	业主	地点	说　明
塔式	中国科学院电工研究所	北京延庆县	汽轮机功率 1.5MWe。2011 年 7 月 19 日产汽,2012 年 8 月 9 日发电
	上海工电能源科技有限公司	浙江杭州	200kWth,集热装置,2011 年产汽
	青海中控太阳能发电有限公司	青海德令哈	一期 10MW 于 2012 年 9 月 13 日产汽。工程规划总装机容量为 50MW
槽式	国电青松吐鲁番新能源有限公司	新疆吐鲁番	24 台集热器,总集热面积 1 728m^2,装机容量 180kW,于 2012 年 5 月完成了汽轮发电机组单体和空载试验工作,6 月成功实现并网试运
	中广核太阳能开发有限公司	青海德令哈	集热功率 1 600kW,熔盐储热 4MWt,还未产汽
	中国科学院电工研究所	北京延庆县	集热器长 100m,开口 5.76m,集热温度 400℃,2010 年 8 月产汽
	华电新能源技术开发公司	河北廊坊	集热器长 112m,开口 5.77m,2011 年 10 月产汽
	常州龙腾太阳能热电设备有限公司	江苏常州	集热器长 100m,开口 6.77m,焦距 1.71m,还未产汽
	北京天瑞星真空技术开发有限公司	北京怀柔区	槽式集热器总长 48m,开口 6m,总集热面积 300m^2,还未产汽
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	集热器长 150m,测试出口蒸汽压力 2.5MPa,温度 340℃
	东莞市康达机电有限公司	广东东莞	已经完成 1MW 实验示范系统的部分回路
	北京中航空港通用设备有限公司	北京顺义区	集热器长 120m,集热温度 350℃,2011 年产汽
	中国科学院广州能源研究所	广东广州	集热器长 24m

（续）

技术形式	业主	地点	说　明
线性菲涅耳	中国华能集团公司	海南三亚	集热功率 1.5MWt，发电功率 400kW，菲涅耳集热器总长 540m。蒸汽参数：压力 3.5MPa，温度 400～450℃，产汽量 1.8t/h
	皇明太阳能股份有限公司	山东德州	集热面积 2 500 万 m^2，饱和蒸汽
	中广核太阳能开发有限公司	青海德令哈	集热功率 1 600kWt
	兰州大成科技股份有限公司	甘肃兰州	共 2 组太阳能聚光器，每组长度 96m。螺杆机发电。进汽压力 1.1MPa，流量 4t/h，进汽温度 256℃，排汽温度 149℃，功率 160kW
碟式斯特林	中航工业西安航空动力股份有限公司	陕西西安	系统发电功率 10kW
	浙江华仪康迪斯太阳能科技有限公司	宁夏石嘴山	系统发电功率 10kW
	上海齐耀动力技术有限公司	上海	1kW 级斯特林发动机，正在开发 25kW 级，未在室外发电
	华原集团	内蒙鄂尔多斯乌审旗	10 台 10kW 的样机，瑞典 Cleanergy 能源技术公司提供斯特林机
新型	益科博能源科技（上海）有限公司	海南三亚	集热场面积 10 000m^2，蒸汽压力 2.35MPa，温度 355℃，2012 年 10 月发电

虽然通过技术研发和实验室级别系统示范，我国在太阳能热发电关键设备和运行方面已经积累了一定的研究经验，但由于没有大容量太阳能热发电站，其设计理论和运行经验目前还仅局限于实验室阶段，缺乏商业电站级的使用经验，这些技术的中试实验、技术考验和技术改进亟须开展。

7.1.3　商业化项目启动

目前国内企业计划投资的太阳能热发电项目 16 个，预计总装机约 3.5GW，

见表 7-2。

表 7-2　国内处于建设及筹备阶段的热发电项目

序号	业主	地点	技术类型	简要参数	进展情况
1	中国大唐集团新能源股份有限公司	巴拉贡	槽式	50MW，特许权招标电价 0.939 9 元/(kW · h)	设计
2	中国电力投资集团公司	格尔木	塔式	1 000MW，一期 100MW	2011 年 5 月动工
3	中国科学院电工研究所	延庆	槽式	1MW 研究示范电站	设计
4	中广核太阳能开发有限公司	德令哈	槽式	50MW，10MWh 熔融盐储热	设计阶段
5	中广核太阳能开发有限公司	德令哈	塔式	10MW，有储热	设计阶段
6	中广核太阳能开发有限公司	武威	槽式	100MW	可研
7	北京京仪集团有限责任公司	北京	槽式	兆瓦级混合新能源发电系统	2012 年立项实施
8	华电新能源技术开发公司	金塔	槽式	50MW，无储热，采用天然气补燃	可研
9	中国科学院电工研究所	延庆	槽式	1MW，实验电站	设计阶段
10	北京京仪集团有限责任公司	北京	槽式	兆瓦级生物质能混合新能源电站	2012 年立项实施
11	天威(成都)太阳能热发电开发有限公司	嘉峪关	槽式	10MW，一期 1.5MW	在建

（续）

序号	业主	地点	技术类型	简要参数	进展情况
12	哈纳斯新能源集团	盐池	槽式	92.5MW，槽式天然气联合循环电站	2011 年 10 月动工
13	浙江华仪康迪斯太阳能科技有限公司	石嘴山	碟式	100kW	单台 10kW 系统于 2012 年 4 月发电
14	浙江中控技术股份有限公司	德令哈	塔式	50MW	已完成一期 10MW 工程
15	华能西藏发电有限公司	拉萨	菲涅耳	50MW，有储热	2010 年 3 月项目建议
16	山东蓬莱电力设备制造有限公司	中国	多塔	2 000MW，15h 储热（未来 10 年）	2010 年 1 月合作协议

7.2 北京八达岭太阳能热发电实验电站

北京八达岭太阳能热发电实验电站是我国依靠自己的科技力量设计与建造的第一座兆瓦级规模的塔式太阳能热发电站，系统额定发电功率为 1MW。该电站位于北京市延庆县八达岭镇大浮坨村，站址距离北京市中心 65km。当地全年太阳总辐射量约 5 706MJ/m^2，年日照时数 2 813h。

该电站总建设成本 3 200 万元，占地面积约 5.3 万 m^2（80 亩），由定日镜场、吸热器、储热系统、汽轮发电机组、辅助锅炉等组成。实验电站的系统流程图如图 7-2 所示。定日镜场将太阳光聚集到安装在塔顶的吸热器中，加热传热介质水，产生压力为 2.5MPa、温度为 400℃的过热蒸汽。过热蒸汽分为两路，一路进入储热系统，一路直接进入汽轮机做功发电。储热系统为两级储热，吸热器产生的过热蒸汽经过热交换器 a，加热冷油罐中 VP-1 导热油，然后将大部分高温热量存储于高温储热装置的热油罐中；经过降温的过热蒸汽随后进入低温蒸汽储热器，将剩余热量存储于低温储热装置中。当太阳能不足时，存储于储热系统

中的热能将被释放出来，产生蒸汽供汽轮机使用。汽轮机排放的乏汽进入凝汽器，冷凝为液态水后进入除氧器，最后再经过给水泵重新进入吸热器中循环。系统也配有辅助锅炉，可与化石燃料互补运行。

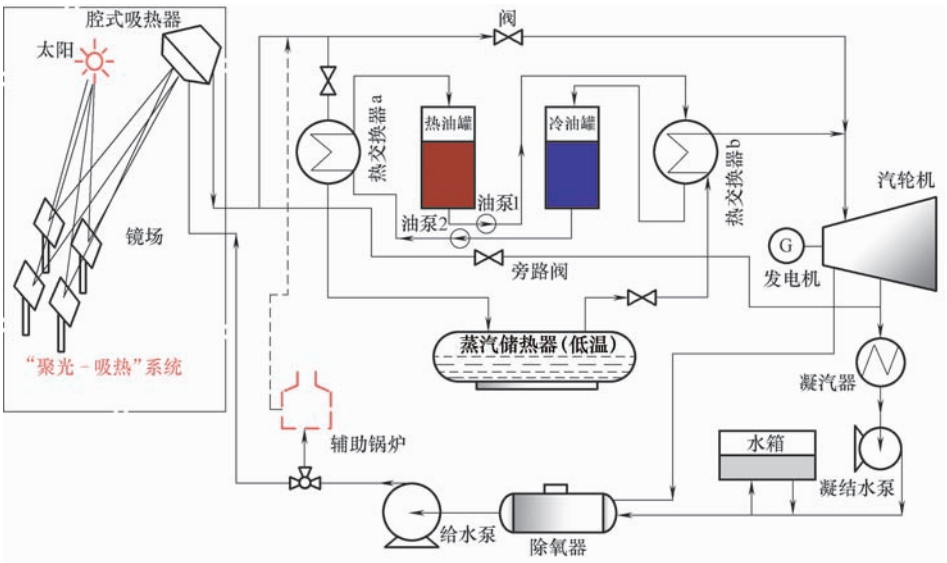


图 7-2　北京八达岭太阳能热发电实验电站系统流程图

北京八达岭太阳能热发电实验电站的定日镜场共占地面积 4.67 万 m^2（70 亩），由 100 台定日镜组成，每台定日镜的有效反射面积为 100m^2。定日镜以支撑塔上的吸热器采光口为中心，自南向北呈扇形分布。支撑塔高 118m，采用砌体结构，目前实验期间采用钢结构的临时塔。吸热器采用腔式结构，开口面积为 5m×5m。储热系统容量可满足汽轮机以 1MW 功率发电 1h。汽轮机额定功率为 1.5MW，电站采用湿冷技术。北京八达岭太阳能热发电实验电站实物图如图 7-3 所示。

北京八达岭太阳能热发电实验电站由西北电力设计院承担总体设计，中国科学院电工研究所负责太阳能热发电系统设计、定日镜场设计及技术集成，华电工程（集团）公司担任电站建设监理。中国科学院电工研究所是实验电站的业主单位。电站所有关键设备系国产。电站设备的采购采用了招标和技术研发后进行招标两种方式。北京国际招标公司是电站设备招标的代理机构，负责组织相关招投标活动。汽轮机、发电机、辅助锅炉、电气设备等是常规设备，采用了公开招标方式。定日镜、吸热器和储热器是电站中的关键设备，也属于研发设备，国内并没有现成的设备，因此采用了邀请招标的方式。皇明太阳能股份有限公司承担

图 7-3　北京八达岭太阳能热发电实验电站实物图

了定日镜的研发、供货、安装及调试工程，西安交通大学和中国科学院电工研究所分别承担了两种吸热器的研发和供货安装，江苏太湖锅炉股份有限公司为储热容器的供货单位，杭州汽轮机厂是汽轮机制造商。

2009 年 7 月 31 日电站定日镜场开工建设。2011 年 7 月 19 日电站聚光集热系统首次产生过热蒸汽。2012 年 5 月 26 日，电站所有设备安装完毕；6 月 10 日，电站汽轮发电机组冲转成功；7 月 22 日，电站汽轮发电机组发电实验成功，主蒸汽压力达到 1.3MPa，过热主蒸汽温度达到 340℃；8 月 9 日，实验电站全系统贯通，首次太阳能发电实验获得成功。目前，该电站吸热、传热、储热系统测试开发运转正常，顺利产出压力大于 2.35MPa、温度超过 400℃的过热蒸汽，可全天持续运行，累计安全运行超过 500h。

7.3　上网电价现状及发展趋势

从风电开始，特许权招标成为我国探索可再生能源发电规模化、市场化的重要手段，政府希望通过特许权招标，以“价低者得”的方式，降低上游原材料价格，并以竞标方式发现合理上网电价，以此来制订各类可再生能源发电方式的行业标杆电价，拉动产业发展。只有压低成本，可再生能源发电才有可能做大规模，和常规能源发电相比才有竞争力。上网电价在特许权招标中是最先考虑的

因素。

2011 年 1 月，内蒙古鄂尔多斯 50MW 槽式太阳能热发电特许权示范项目开标，这是我国第一个商业化太阳能热发电项目。项目招标文件中明确规定，竞标企业的竞标电价不得高于 1.15 元/(kW·h)，在技术方案通过的前提下，提出最低电价的投标单位为中标者。中国大唐集团新能源股份有限公司、中广核太阳能开发有限公司和国电电力发展股份有限公司分别报出了 0.939 9 元/(kW·h)、0.980 0 元/(kW·h) 和 2.254 3 元/(kW·h) 的上网电价。2011 年 4 月，国家能源局正式同意由中国大唐集团新能源股份有限公司负责内蒙古鄂尔多斯 50MW 槽式太阳能热发电站的建设和经营，上网电价为 0.939 9 元/(kW·h)（含增值税）。

太阳能热发电的上网电价应是综合考虑每千瓦电站的投资、年发电量、运行维护成本、人工成本，并保证一定收益的情况下得出的。其中，每千瓦投资和年发电量是至关重要的因素，而这二者又和当地的太阳能法向直射辐射、储热系统等有直接关系。通过假设计算得知，当单位千瓦投资为 2.4 万元（2h 储热），太阳能法向直射辐射值 2 000kW·h/(m^2·a)，贷款期限 20 年（利率 6%），内部收益率 10%，上网电价为 1.234 元/(kW·h)。目前在我国太阳能热发电产业还未成熟的情况下，0.939 9 元/(kW·h) 的上网电价显得过低。目前，西班牙对太阳能热发电的固定上网电价约 27 欧分/(kW·h)、南非为 2.10 兰特/(kW·h)[约合 1.9 元/(kW·h)]、意大利为 28 欧分/(kW·h)（混合燃料发电比例小于 15%）、法国为 33 欧分/(kW·h)（针对纯太阳能电站，容量≤12MW，年运行小时数≤1 500h）。

根据我国太阳能热发电项目立项和审批现状，假设我国第一座商业化太阳能热发电站约 2013 年建设完成，预计 2013 年后，伴随着重大装备的自主开发和商业化电站建设经验的积累，太阳能热发电上网电价每年会有 5% 的下降幅度。进入“十三五”期间，随着电站效率的提高和储热技术的发展和完善，预计太阳能法向直射辐射为 2 000kW·h/(m^2·a) 的地区上网电价将以每年 8% 的速度下降，而太阳能法向直射辐射为 2 200kW·h/(m^2·a) 的地区上网电价，由于年运行时间更长，下降幅度更大。到 2020 年，发电成本有望将降至 0.648 元/(kW·h)。太阳能热发电上网电价发展趋势如图 7-4 所示。

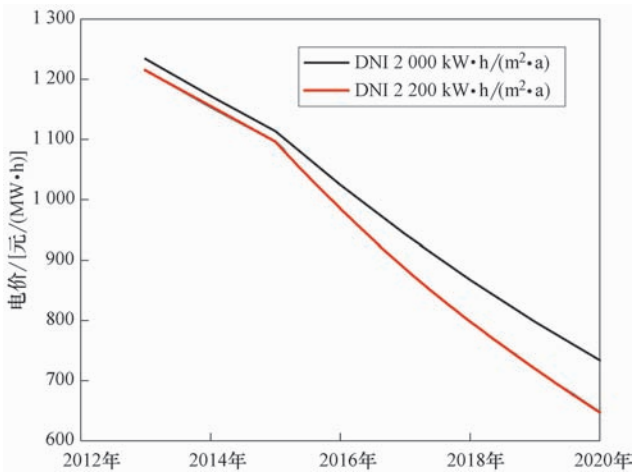


图 7-4　太阳能热发电上网电价发展趋势

7.4　太阳能热发电商业化项目

7.4.1　大唐鄂尔多斯 50MW 槽式项目

内蒙古鄂尔多斯 50MW 槽式太阳能热发电项目是经国家能源局批准以特许招标权方式建设的太阳能热发电项目，通过国际公开招标方式，确定中标企业为中国大唐集团新能源股份有限公司，中标电价为 0.939 9 元/(kW·h)（含增值税）。

该项目位于内蒙古鄂尔多斯市杭锦旗巴拉贡镇可再生能源开发区，电站征地面积为 182.49hm^2，采用纯太阳能运行模式，加设熔盐储能装置，招标绑定的槽式抛物面聚光反射镜制造商为台玻长江玻璃有限公司，直通式真空吸热管制造商为皇明太阳能股份有限公司，汽轮机、发电机由杭州汽轮机厂供应，汽轮机冷凝系统采用空冷系统。项目总投资为 98 940.78 万元。项目建设期为 30 个月，电站建成后接入蒙西电网，年发电量可达 2.5 亿 kW·h，特许经营期为 25 年。根据《中央预算内投资补助和贴息项目管理暂行办法》等文件相关条款规定的资金扶持项目，2011 年 3 月已经按照总投资的 20% 向内蒙古自治区发展和改革委员会申请补贴资金人民币 19 788.156 万元。

2011 年 9 月，内蒙古自治区发展和改革委员会以内发改能源字［2011］2456 号文件核准了中国大唐集团新能源股份有限公司内蒙古 50MW 槽式太阳能

热发电特许权示范项目。该项目是国家能源局批准实施的第一个太阳能热发电工程示范项目，对我国太阳能热发电后续发展有重要而深远的意义，为后续大规模建设太阳能热发电站奠定了坚实的基础。

7.4.2 浙江中控德令哈 50MW 塔式项目

浙江中控太阳能 50MW 塔式热发电示范项目位于德令哈市西出口的蓄集乡陶思图村 315 国道北侧，距市区约 4km，占地面积约 332hm^2。项目工程规划 6 个热功率为 40MW 的镜场和吸热塔，1 套储热系统，1 套蒸汽发生器系统，1 套汽轮发电机系统以及辅助发电系统。全场共设置 217 440 面定日镜，每个镜场包括定日镜 36 240 面，每面镜子面积 2m^2；吸热塔高度 80m，采用钢筋混凝土筒体结构，基础采用钢筋混凝土大块式基础。项目总投资为 7.5 亿元；建成后每年可发电约 1.4 亿 kW·h，年减排 CO_2 约为 14 万 t。

2012 年 8 月，该项目一期 10MW 工程成功产出蒸汽，共安装了 1.5 万面定日镜。浙江中控太阳能技术有限公司牵头提出的“基于小面积定日镜的 10MW 塔式太阳能热发电技术研究及示范”项目入选“十二五”国家科技计划先进能源技术领域 2013 年度备选项目库。

7.4.3 中电投格尔木 100MW 槽式项目

2011 年 5 月，中国电力投资集团公司（简称中电投）投资的 100MW 太阳能热发电站示范项目在青海格尔木市东部 75km 的大格勒乡戈壁滩开工。该项目总投资额预计 31 亿元，由黄河工电光能发电有限公司（简称黄河工电）负责开发建设。黄河工电由中电投下属公司黄河上游水电开发责任有限公司与上海工电能源科技公司合作开发。西北电力设计院参与电站的项目设计。该项目采用塔式技术。太阳岛共设 5 个光场，每个光场设计一座接收塔和 1 700 台定日镜，共 5 座接收塔和 8 500 台定日镜。整个项目占地面积约 966hm^2（其中，东西向 4.2km，南北向 2.3km）。目前黄河工电正在展开前期工作。

7.4.4 华电金塔 50MW 槽式项目

2011 年 8 月，国家能源局下发了“关于同意金塔 5 万 kW 槽式太阳能热发电示范工程开展前期工作的复函”（国能新能［2011］248 号），同意金塔太阳能热发电示范工程一期项目开展前期工作。金塔 5 万 kW 槽式太阳能热发电示范工

程位于酒泉市金塔县红柳洼地区，项目由中国华电集团公司全资子公司中国华电工程（集团）有限公司负责开展前期工作。

电站拟采用槽式技术，关键设备由国产和进口两部分组成，没有储热系统，利用天然气进行补燃。目前中国华电工程（集团）有限公司正在进行技术方案和建设条件的论证，并落实土地使用、电网接入、环境保护、设备招标等，另外也取得了亚洲开发银行（ADB）优惠贷款 1.3 亿美元的承诺函。

7.4.5 中广核德令哈 50MW 槽式项目

中国广东核电集团德令哈 50MW 太阳能热发电项目及实验基地 2011 年 9 月在青海西宁动工。该电站是内蒙古鄂尔多斯太阳能热发电特许权招标项目的陪标项目，其含增值税的上网电价为 0.939 9 元/(kW · h)。

电站总投资预计 25 亿元，采用槽式热发电技术。目前已经获得青海省发改委同意开展前期工作，并被青海省科技厅列入“123”科技支撑工程项目。在该电站项目基础上，中广核集团计划在青海打造国家能源太阳能热发电技术研发中心，并在该电站场地东侧规划了一座集“产学研”和培训、旅游为一体的国家级光热技术实验基地。

第 8 章　我国太阳能热发电发展目标及路线图

8.1　总体目标

到 2015 年，建设总计 500MW 的太阳能热发电电站，攻克我国太阳能热发电站集成技术，形成成套装备生产能力，积累电站运行经验。

到 2020 年，建设累计 1 000MW 的太阳能热发电电站，带动我国低铁玻璃，高硼硅玻璃，高精度、高强度曲面玻璃镜，高精度传动设备，聚光器，高温高压吸热器件，高温储热材料和设备、大功率高温换热器等技术和产业发展。

到 2025 年，建设累计 2 000MW 规模化太阳能热发电电站，形成我国完整的太阳能热发电技术研发、装备设计、加工制造、系统集成、工程建设、系统运行维护等完整产业链，全面实现我国太阳能热发电的商业化进程。

8.2　产业目标

未来太阳能热发电产业发展的目标主要是使发电的平均成本比 2010 年的水平降低 50%，总体达到 2025 年燃煤发电成本［0.030 ~ 0.042 美元/(kW · h)］的 70%。

发展塔式发电技术，使其在大规模发电市场上可以承担中间到基本负载发电，成本能够与传统的化石燃料发电技术竞争，平均能源成本（LEC）达到 0.04 ~ 0.06 美元/(kW · h)。

发展抛物面槽式发电技术，使其能够在有竞争力的成本基础上在大规模中间负荷电力市场作为分布式中间负荷发电与传统的化石燃料发电技术竞争［LEC 达到 0.04 ~ 0.06 美元/(kW · h)］。

发展碟式斯特林系统，使其能够在特定市场作分布式发电，在偏远地区和乡村发电市场中应用。在城市中可用于中间负荷发电及分布式的“冷—热—电”并供系统。

8.3 技术发展路线图

8.3.1 太阳能热发电成本

发电成本是太阳能热发电技术发展中最关键的因素。国际能源署（IEA）曾公布了一种简化计算可再生能源系统发电成本 LEC 的公式，详见式（8-1）。

$$\mathrm{LEC}=\frac{\mathrm{crf}\times K_{\mathrm{invest}}+K_{\mathrm{OM}}+K_{\mathrm{fuel}}}{E_{\mathrm{net}}} \tag{8-1}$$

其中，

$$\mathrm{crf}=\frac{k_{\mathrm{d}}(1+k_{\mathrm{d}})^{n}}{(1+k_{\mathrm{d}})^{n}-1}+k_{\mathrm{insurance}}$$

式中，k_{d} 是实际利率，n 是电站寿命，$k_{\mathrm{insurance}}$是年保险费，K_{invest}是电站总投资，K_{OM}是年运行管理费用，K_{fuel}是年燃料费用，E_{net}是年净发电量。

从式（8-1）中可以看出，发电成本和电站初始投资、贷款利率、年运行维护费用以及年净发电量等密切相关。其中，初始投资和电站年净发电量（年发电量－厂用电量）是关键。降低太阳能热发电站的初始投资，提高太阳能热发电站的年净发电量都是降低太阳能热发电成本的有效途径。

太阳能热发电站的初投资成本主要包括太阳能部件（太阳能镜场、太阳能吸热器、储热系统）以及常规热力循环部件（蒸汽发生、发电模块）的费用。降低初投资的成本可以通过降低各种部件的成本实现。太阳能热发电站的年发电量和系统年均效率和投射在镜场上的年太阳直射辐照量相关。在相同的太阳辐照量下，系统年均效率越高，则电站的年发电量就越多。

经过初步测算发现，系统效率提高 1%，就相当于初投资降低了 5% ~7%。因此，提高系统效率是降低发电成本的重要途径。太阳能热发电的发电成本、初投资和系统效率的关系如图 8-1 所示。

太阳能热发电的系统效率（也就是光电的转换效率）由两个参数决定，一是集热效率，另一就是热机的效率。这两者又和聚光比和吸热器的工作温度高度相关。当聚光比一定，随着吸热器工作温度的提高，集热效率会出现下降，而汽轮机的效率会提高，因而系统效率曲线会出现一个“马鞍点”（见图 8-2），这主要是因为随着集热温度的提高，热机效率提高，但由于吸热器的热损失会增加，集热效率到达某一高点后会下降。因此，单纯的提高吸热器的工作温度，并不一定能够实现系统效率的提高，反而可能会降低光电转换效率。这也是为什么需要

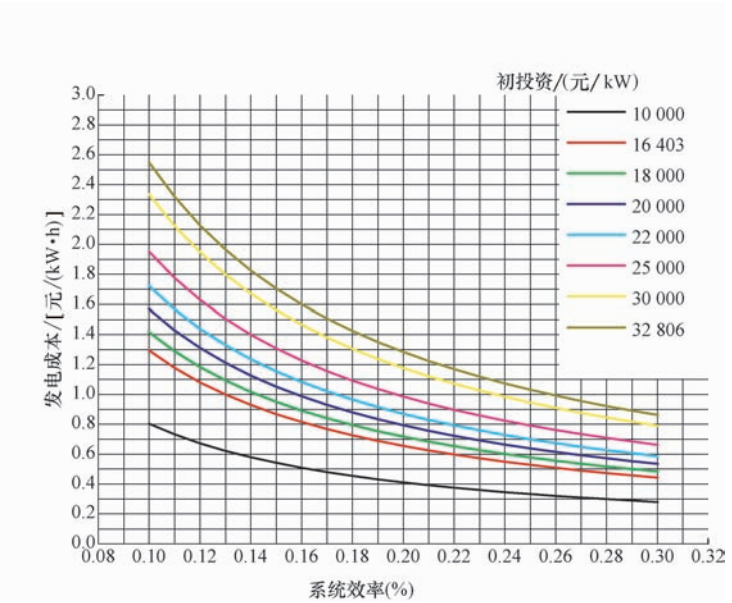


图 8-1　发电成本、初投资和系统效率的关系

综合考虑聚光比和集热温度，采用高焦比聚光及高性能吸热技术的原因。只有聚光比与吸热温度的协同提高才是降低发电成本的有效途径。

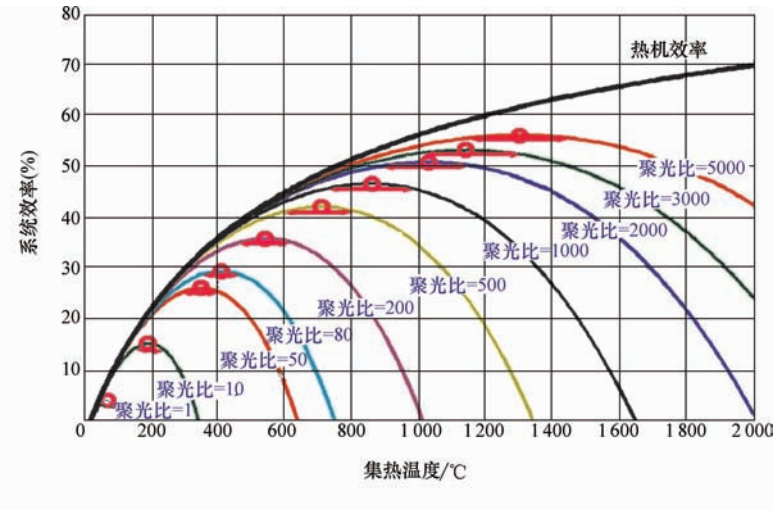


图 8-2　太阳能热发电系统效率与集热温度及聚光比之间的关系

8.3.2　四代太阳能热发电路线图

太阳能热发电技术的进步反映在成本上，太阳能热发电系统的光电转换效率

是影响发电成本最重要的因素。从热力学的角度，发电介质的参数（温度、压力）会对系统效率产生重要影响。而发电介质参数与聚光、光热转换、储热过程中的材料问题、热学问题和力学问题等密切相关。基于以上考虑，以系统年平均发电效率为引领，以发电介质温度和换热介质种类为主线将太阳能热发电技术分为四代，如图 8-3 所示。

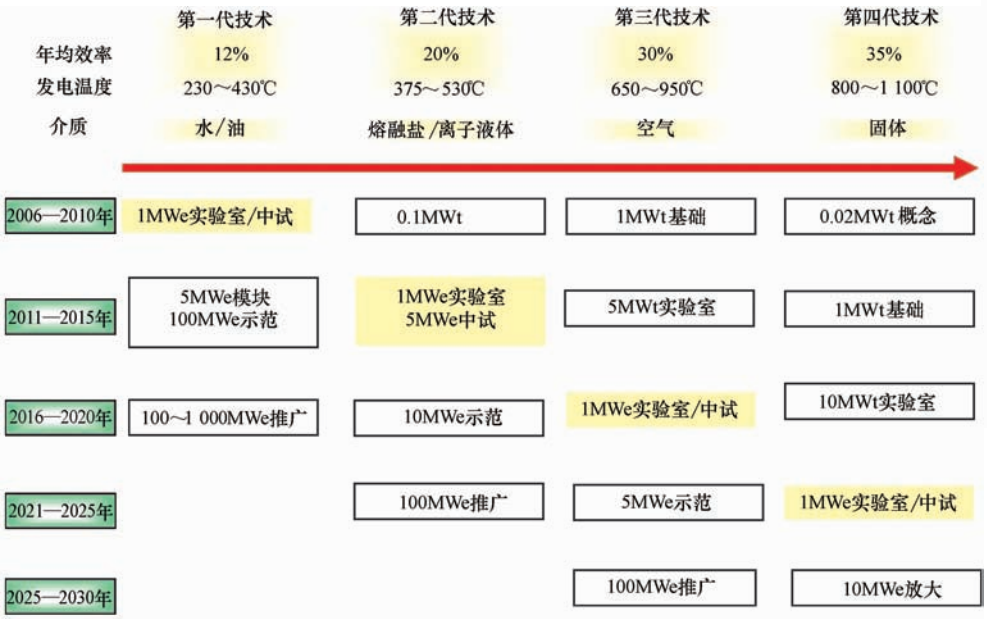


图 8-3　太阳能热发电技术发展路线图

“十一五”期间，我国针对第一代技术的研究是设计建设 1MWe 的实验示范电站；针对第二代技术的研究是搭建了熔融盐介质系统的实验平台，并研制用于塔式系统的 100kWt 的熔融盐吸热器；针对第三代技术的研究是对泡沫陶瓷作为吸热体的空气吸热器进行了基础问题的摸索；针对第四代技术的研究是建立了 20kWt 的太阳炉聚光系统，对高温流化床吸热器进行了实验。

2011—2015 年，水和油作为集热系统换热介质进入产业化推广阶段。以熔融盐为传热介质的集热系统进入规模化示范阶段。而以空气为换热介质的集热系统从基础研究进入应用基础研究阶段，并逐步进行中试。

2016—2020 年，第一代继续大规模商业化，第二代技术开始进入市场，发电效率提高到 20%。由于熔融盐的使用，传热介质温度大大提高，此时超临界太阳能热发电技术也开始进入中试。

2021—2025 年，第三代空气为传热介质和发电介质的技术进入市场，系统年发电效率达到 30%，并且无需耗水。但由于高温空气传输的原因，该类电站的容量受到制约。此时第四代以固体颗粒作为传热介质的吸热过程也进入高技术示范阶段。

2026—2030 年，第四代太阳能热发电技术进入市场，系统年发电效率可达到 35%，并且突破了第三代技术的系统容量问题。同时，高温储热问题也得到了相应的解决。超超临界太阳能热发电站也将出现。

第 9 章　发展太阳能热发电产业需要解决的若干问题

9.1　关键技术问题

9.1.1　电站系统设计问题

太阳能热发电系统优化设计的基点在于建立准确的太阳能热电站的“聚光—吸热—传热—储热—发电”过程的动态热力学模型并进行多工况的模拟分析。研究太阳能热发电“光—热—电”系统在启动、正常运行、待机、停机和事故等多种正常和非正常工况下的性能，系统内各单元的相应动作以及对发电量的影响。找到某种气象条件下电价成本最优时系统组成方案。

由于太阳辐射的非连续性，太阳能热发电系统中包含有储能单元，因此其经济性很大地取决于发电站的容量因子。确定合适的容量因子也是系统设计中的重要问题。

布雷顿/郎肯联合循环系统的设计也是今后提高太阳能热发电效率的一个重要方面。在塔式太阳能热发电系统的大焦比点聚焦吸热器内，可产生超高温（1 000～1 400℃）和高压（10MPa）的热空气，利用空气透平，即可构成高效率的布雷顿循环的太阳能热发电系统。这种发电系统用水量很少，特别适合建设在沙漠中，而且系统效率显著提高，如采用空气和蒸汽联合运行，则可使系统获得很高的综合效率。因此，这种系统将成为今后在沙漠中大规模建造太阳能热发电站的主要发展趋势。

9.1.2　光学技术问题

1. 高效率低成本塔式聚光场设计

在大型塔式太阳能热发电系统中，聚光场的年光学效率很大程度上决定了电站的年总发电量，聚光场的成本约占电站总成本的 50%，因此研究设计高效率

低成本定日镜场具有重要意义。对于定日镜的光学设计，需要考虑太阳光谱特性、大角度入射的像差特性、误差分析及太阳发散角的影响以及定日镜的位置、塔高、地形、吸热器的接收角及倾斜角等。

2. 轻型高强度槽式聚光反射面

采用尽量轻的反射材料和支撑结构是降低槽式聚光器成本和降低聚光器自身能耗的重要措施。直接采用曲面玻璃镜作为反射面的槽式聚光技术是这一代技术的代表。

3. 高聚光比聚光技术

为了进一步降低发电成本和提高太阳能的利用效率，聚光技术得到了比较深入的研究，主要包括二次反射式聚光技术、菲涅耳透射聚光、塔顶反射聚光、轮胎面聚光和分束聚光技术等。

日本东京工业大学等对地面接收的二次聚光方法（见图 9-1）进行了实验研究。这种聚光方法的二次聚光器是放置在塔顶的双曲面形的反射镜。吸热器置于地面上，因此结构更加稳固，且热损失比位于塔顶要小，并避免了将导热介质泵到塔顶，特别适合于吸热器较大和较重的电站应用。但这种聚光方法需要使用二次聚光器，增加了反射次数和光学损失。

图 9-1　二次聚光方法和聚光系统

a）地面接收的二次聚光方法示意图　b）阿布扎比 Masdar 二次聚光系统

菲涅耳透射式聚光是使太阳光穿过菲涅耳透镜聚集到槽形吸热器内的金属管上，然后加热金属管内的介质驱动汽轮机组发电。在太阳能热发电中，反射聚光方法应用很广，但反射聚光方法均要求高质量的反射表面和高稳定度的支架支撑。相比之下，菲涅耳透射聚光所需的面形精度要求低很多（面形精度要求为

反射面的1/200）。线形菲涅耳透镜（见图9-2a）聚光比一般为3～50，圆形菲涅耳透镜（见图9-2b）聚光比可达50～1 000。

图9-2　菲涅耳透射式聚光

a）线形菲涅耳透镜　b）圆形菲涅耳透镜

4. 光学选择性涂层

对太阳辐射具有光学选择性的涂层，并且有高温化学稳定性。它是各种高效吸热器的基础。

9.1.3　热学技术问题

1. 吸热器低热损机理

减少和降低吸热器的反射损失、热发射损失和自然对流损失等是提高吸热器效率的关键。

吸热器主要分为腔式、柱体式、容积式吸热器；槽式太阳能热发电中普遍使用高温真空管作为吸热器；碟式系统中的吸热器主要为管式和热管式吸热器。在商业运行的塔式太阳能热发电中，多使用基于水和熔融盐介质的腔式或者柱体式吸热器。目前仍然有一些其他形式的吸热器在研究中，比如基于气固两相流动的颗粒式吸热器、基于热化学理论的吸热/反应器等。吸热器可以使用水、高温导热油、熔融盐、液态金属和空气等流体作为传热介质。

2. 吸热器安全性及寿命

吸热器长期工作在高密度、变化的辐射热流条件下，因此其工作环境非常恶劣。又由于它是太阳能热发电的核心部件之一，吸热器损坏必然造成电站停止运行，所以，吸热器的安全性问题是一个非常重要的问题。尽量使用具有被动传热

特性的吸热体来制造吸热器，当辐射热流高到足以启动流体运动时，吸热器便起动工作，并提供稳定的工作温度；热流密度不足时，吸热器就自然停机。尽量少地采用真空器件作为太阳能高温吸热元件也是提高吸热器安全性和寿命的有效手段。

3. 吸热器材料

按照制作材料，吸热器可以分为金属和非金属两大类。金属吸热器的整体密封性、导热性和承压能力都很好，但是在耐高温性能方面比非金属材料吸热器差。非金属材料吸热器则在耐高温、耐腐蚀以及使用寿命等方面性能卓越。虽然非金属材料吸热器承压能力较弱，吸热器体积也比较大，但是针对太阳能高温热发电的特点，这类吸热器还是很合适的。所以，非金属材料高温吸热器（腔式结构）将成为今后太阳能热发电技术的关键研究内容之一。

4. 高温传热介质

高温传热介质需要具有较好的流动性和稳定性，以提高传热效率、减小传输能耗、减少传热介质的更换次数。超大容量的高温储热，可以有效延长太阳能热发电站的发电时数。提高吸热器介质的沸点、降低其熔点是提高介质性能的一个重要目标，也是提高发电设备的主要手段。

5. 储热材料和换热方式

储热介质的工作温度决定了太阳能热发电设备的入口参数。使用最多的储热方法为高温导热油温跃层储能，高压饱和水/饱和蒸汽、熔融盐储能，高温混凝土储热和 SiC 陶瓷储热等。储热设备的换热能力及换热器结构能力又决定了储热单元的系统成本。要解决的关键问题包括储热材料/换热器耦合的一体化设计方法，提高储热材料的比热容、工作温度和介质的化学及物理稳定性，介质容器及输运管路的防腐能力。

6. 用于碟式聚光器的斯特林机

为适应边远地区或无电和缺电地区的供电需要，开发利用分布式太阳能热发电系统将成为今后太阳能热发电技术研发的另一个重要发展趋势。分布式太阳能热发电系统供电效率高、占地面积小、机组体积小，并可多台机组并联运行发电组成小型发电站，构成小型区域供电网。碟式斯特林热发电系统可单机标准化生产，综合效率高，特别适用于分布式热发电系统，是首选发展方式。未来需要研发数千瓦到数十千瓦的、可与碟式聚光器配合的斯特林机、被动式吸热器、热机

及冷却方式。

9.1.4 材料技术问题

太阳能热发电系统主要包括集热、传输、储热与热交换以及发电四个单元。每个单元都涉及大量的材料研究开发和应用问题。材料性能的突破可能会带来太阳能热发电效率的大幅度提高或成本大幅度下降。太阳能热发电发展过程中要解决的材料问题主要涉及以下五类：

（1）太阳光反射材料　以金属、玻璃及高分子材料为基材的太阳光反射材料的高反射比、材料反射面表面防护及表面自洁净技术；高精度曲面反射镜；反射材料寿命评价方法。

（2）光热转换材料　槽式聚光器用金属/玻璃真空管中的相关材料技术；耐高温太阳光谱选择性涂层。

（3）中高温储热材料　无机储热载体的研究（高性能水泥混凝土、低成本蜂窝陶瓷、泡沫陶瓷、泡沫玻璃、多孔陶瓷球、耐热纤维、隔热保温材料）；金属/非金属复合相变储热材料；中高温相变和化学反应储热介质；中高温相变和化学反应储热介质与无机储热载体的复合技术（例如无机盐陶瓷基储热材料的混合烧结和熔融浸渗工艺）；与储热材料相匹配的储热器结构设计（储热材料与换热金属管道的结合及布局等）。

（4）高温热量传输介质　高温热量传输材料和介质（水、盐、空气和液态金属等）；高温热量传输管道及其热防护材料的研究（金属材料的热防护涂层、防护垫片及其与钢管的结合技术，全陶瓷输热管等）。

（5）热电转换材料　高效热电转换材料是利用温差发电原理直接将热能转化成电能的新能源材料。这种材料的特点是不含机械传动部分，体积小、重量轻，免充电、免维护，无噪声、无磨损和介质泄漏，性能稳定，可靠性高，运行成本低，寿命和服务时间长（半永久性）。三个重大应用领域为工业余热高效发电技术、微小温差发电技术以及太阳能高效热电-光电复合发电技术。目前材料的热电转换效率比较低，在 200 ~ 500℃ 的环境下，材料服役 5 年左右，转换效率明显降低。

9.2 技术创新问题

未来 5 ~ 10 年内，需要重点进行技术创新的太阳能热发电技术包括聚光器

（含玻璃）、储热、吸热器和系统循环技术（包括集热部件和电力模块）。

9.2.1 聚光器

聚光器是太阳能热发电系统中的一个关键部件，其性能的优劣，将明显地影响太阳能热发电系统的总体性能。

1）聚光器的反射比或透射比要高。而且由于聚光器长期暴露在大气条件下工作，有尘土从大气不断沉积在表面，从而会大大影响聚光器性能。因此，如何经常保持镜面清洁仍是所有聚光集热技术中面临的难题之一。

2）镜面要有很好的平整度。整体镜面的型线要具有很高的精度，这样才能保持聚光的均匀性。

3）整个镜面与镜体要有很高的机械强度和稳定性。

4）镜面要具有很强的耐候和耐腐蚀性能。

5）要降低聚光器自身重量，从而降低聚光器的制作成本及驱动费用。

6）要降低聚光器的控制难度，降低系统的复杂程度。

聚光器的主要技术创新途径在于联动定日镜、超大定日镜、超薄玻璃镜/前表面玻璃镜、抗灰尘玻璃镜、自控定日镜。

聚光器各种技术创新所需要的时间、成本降低幅度和风险等信息见表 9-1。

表 9-1 聚光器技术创新

技术创新		前表面玻璃镜（槽式）	抗灰尘玻璃镜	超大定日镜	联动定日镜	自控定日镜
所需时间		5～10 年	10 年以上	5 年内	5～10 年	5 年内
成本降低幅度（和当前比较）		30% 以上	30% 以内	30% 以内	30% 以上	30% 以上
不确定性	技术/效率	中	高	低	高	低
	经济	中	低	低	高	低
风险	技术/效率	高	中	中	高	中
	经济	中	高	低	高	低

9.2.2 储热

储热是太阳能热发电相对于光伏发电的一个重要优势。储热系统可以将太阳辐照强烈时吸热器输出的多余热量储存起来，用于云遮、阴天或用电高峰时

期，实现容量缓冲、电力输出平稳可控，同时提高年利用率，增加满负荷发电时数，降低发电成本。对设计各不相同的太阳能热发电站而言，储热系统的设计通常也都是不同的。表 9-2 是储热系统技术创新所需要的研发时间和预期的影响。

表 9-2　储热系统技术创新

分类	类型	电站类型	所需时间	成本降低幅度	不确定性
熔融盐	双罐	塔式/槽式	5 年内	30% 以内	低
	单罐温跃层	槽式	5 ~ 10 年	30% ~ 60%	中
	双罐	槽式	5 年内	30% 以内	中
RTIL	管式	槽式	10 年以上	30% ~ 60%	高
混凝土	无钢管	槽式	5 ~ 10 年	60% 以上	中
	先进的充放热	槽式	5 ~ 10 年	30% ~ 60%	中
相变材料	所有类型	塔式/槽式	10 年以上	30% ~ 60%	中
固体材料	固定固体	塔式	5 年内	30% ~ 60%	低
	移动固体	塔式	5 ~ 10 年	30% ~ 60%	高
	固定固体和压力容器	塔式	10 年以上	30% ~ 60%	高
汽包	饱和水	塔式/槽式	5 年内	30% ~ 60%	低

储热系统是太阳能电站降低成本的一个关键因素。技术创新的储热系统需要满足能量及熵损低、成本低、寿命长和对寄生电力要求低等要求。另外，高压蒸汽储热和高温加压空气的储热系统的开发是一大挑战。不过，这两个储热系统会大大降低发电成本。

9.2.3　吸热器和系统循环技术

不同的太阳能热发电形式对吸热器和系统循环技术创新的要求各不相同。对槽式技术而言，主要可以从以下两个方面进行创新：将流体（集热部件或水/蒸汽系统）温度最大化；减少太阳场和管道的压力损失（寄生现象）。对塔式技术而言，主要可以从以下三个方面进行创新：设计模块化，并扩大模块化的尺寸；提高吸热器的温度；提高吸热器的性能。

不同技术路线对降低发电成本的影响程度见表 9-3。

表 9-3　不同技术路线对降低发电成本的影响程度

技术路线	优先级 A	成本降低程度	优先级 B	成本降低程度	优先级 C	成本降低程度
槽式系统/导热油	聚光器结构和组装	7% ~11%	低成本储热系统	3% ~6%	提高传热流体温度	1% ~3%
			先进反射镜和吸热管	2% ~6%	减少寄生效应	2% ~3%
槽式系统/直接蒸汽发生	系统规模提高到 50MW	14%	先进的储热系统	3% ~6%	提高传热流体温度	1% ~3%
	聚光器结构和组装	7% ~11%	先进的反射镜和吸热管	2% ~6%	减少寄生效应	2% ~3%
塔式系统/熔融盐	系统规模提高到 50MW	3% ~11%	先进的定日镜	2% ~6%	先进储热系统	0% ~1%
	定日镜的尺寸、结构	7% ~11%				
塔式系统/饱和蒸汽	系统规模提高到 50MW	6% ~11%	过热蒸汽	6% ~10%	先进的定日镜	2% ~6%
	定日镜的尺寸、结构	7% ~11%	先进的储热系统	5% ~7%		
塔式系统/空气	系统规模提高到 50MW	8% ~14%	先进的储热系统	4% ~9%	先进的定日镜	2% ~6%
	定日镜的尺寸、结构	7% ~11%	提高吸热器的性能	3% ~7%		
塔式系统/压缩空气	定日镜的尺寸、结构	7% ~11%	系统规模提高到 50MW	3% ~9%	先进的定日镜	2% ~6%
	增加储热系统	7% ~10%			提高吸热器的性能	3% ~7%
碟式系统	50MW 大规模生产	38%	提高可用性并降低运行维护成本	8% ~11%	提高发动机效率	2% ~6%
			以布雷顿循环代替斯特林循环	6% ~12%	降低发动机成本	2% ~6%
			提高单元尺寸	5% ~9%	先进的聚光器及跟踪系统	0% ~1%

9.3 产业基础问题

9.3.1 基础原则

由于缺乏大型太阳能热发电技术示范工程和规模化并网发电项目的支持，我国太阳能热发电的产业基础还是比较薄弱的，关键材料与设备的国产化程度较低。现阶段，太阳能热发电是受项目及政策驱动的产业。为了促进太阳能热发电产业的发展，需要做到以下几点：

1）坚持以低成本、可承担基本电力负荷的高效率太阳能热发电技术开发为目标。加强科研投入，以基础材料、高性能重大装备、高效率发电系统及大规模储热技术开发为切入点，推进太阳能热发电技术从承担峰值负荷及中间负荷的不连续能源技术向低成本可承担基础电力负荷的新型发电技术方向发展，并逐步降低发电成本。

2）坚持技术创新与大容量示范电站和商业化电站建设相结合。以示范电站和商业化电站建设为牵引，根据不同类型太阳能热发电技术特点及我国的技术水平，以典型示范工程带动前沿关键技术突破，以商业化电站建设带动成熟电站技术的产业化发展，进行不同类型与不同层次的技术研发和推广，通过重点示范工程建设带动太阳能热发电关键技术研究和重大装备的国产化发展。开发一批拥有完全自主知识产权的太阳能热发电关键装备，全面掌握太阳能热发电系统设计与集成技术。探索 4h 以上规模化高温储热系统设计、建设与运行技术，推进太阳能热发电向可承担基础负荷方向发展。

3）坚持面向全产业链建设布局攻关。以基础材料、重大装备及系统集成为主线，按照研发、示范和推广应用三个层次循序推进，形成自主知识产权的装备开发与系统集成能力，并进行重大装备与特种材料的批量化制造生产线设计与建设，建设面向太阳能热发电的产业链。

4）坚持建设完善的产业链服务体系。建立包括产业联盟、平台基地、人才机制、标准规范和政策法规的可持续发展支撑体系。

9.3.2 产业布局

1. 热发电基础材料产业布局

我国在高性能聚光器材料、吸热储热材料等方面与国际水平差距较大。应努

力培育我国低铁玻璃、高硼硅玻璃、高温高热容储热材料等基础材料产业发展，在山东、河北、江苏等玻璃产业发展较好的地区，建立一批低铁、高硼硅等太阳能热发电产业的特种玻璃产业基地。同时，在北京、武汉等材料科学研究方面科研实力较强的地区，以产学研紧密结合方式，建立一批新型高温高热容储热材料研发和产业基地，推进新型吸热储热材料的技术创新与产业发展，以满足未来我国大规模太阳能热发电站建设对基础材料的需求。

2. 热发电装备产业布局

我国在高精度定日镜、高温玻璃-真空吸热管等太阳能热发电的重大装备设计与示范方面有一定的进展。但是在高精度和高工艺性需求的反光镜、吸热管等关键部件的批量化生产方面与国际水平差距较大。应采用产学研结合的方式，支持一批科研院所与企业联合进行的反光镜成型、高温玻璃-真空吸热管生产工艺研究和批量化生产线开发，在山东、江苏等太阳能热利用技术发展水平较高、玻璃产业发展较好的地区，建立一批高效率、高精度反光镜和高温玻璃-真空吸热管研发与生产基地，为规模化太阳能热发电技术发展提供批量化、性能指标合格的相关产品，在北京、江苏、辽宁等换热储热装备开发水平较高的地区，建立大容量太阳能热发电系统储热-换热设备研究与制造基地，提升储热效率，降低储热成本，为太阳能热发电技术向可承担基本电力负荷的“长周期—高效率—低成本”方向发展奠定基础。

3. “热电行动”重点工程布局

在我国太阳能和荒漠土地资源丰富、并具有一定水资源的地区因地制宜地规划建设若干槽式和塔式太阳能热发电示范电站，广泛摸索和掌握各种技术路线，建立产业化基础，并同时开展百万千瓦热发电站的前期工作。重点在甘肃酒泉、甘肃白银、青海格尔木、青海德令哈、内蒙古鄂尔多斯、新疆吐鲁番、新疆库尔勒、宁夏银川、西藏拉萨、云南昆明等地区，建立一批太阳能热发电站以及太阳能燃煤/燃气联合热发电站。通过大容量商业化示范太阳能热发电站建设，促进太阳能热发电技术与产业发展，形成完全自主实施产权、可承担基础电力负荷、与常规能源成本相竞争的太阳能发电新技术，推进我国低碳经济的发展。

9.4 应用成本问题

目前太阳能热发电大规模发展面临的最主要的障碍是一次投资过大、发电成本过高。降低太阳能热发电站的成本是最重要的任务。成本降低主要依赖于技术

进步、电站容量以及批量生产。根据国际经验，技术进步对太阳能热发电成本降低的贡献率约 42%，规模化的贡献率约 37%，批量生产的贡献率约 21%。

目前我国还没有已经建设完成的商业化电站，通过分解西班牙 50MW 带 7h 储热槽式电站的投资构成（见图 9-3）发现，镜场在整个投资中占比最高。此项中人力成本的比例较高，而且用到大量的原材料：钢材、混凝土和玻璃。考虑到我国的人力成本比大多数西方国家（如西班牙、德国、美国）都低很多（大概 20% 左右），因此，可以预测该项成本在我国降低的可能性很大。另一方面，在我国成套电站设备、电站辅机、储热装置等的价格都可能比在德国、美国和日本国内制造低 30%。

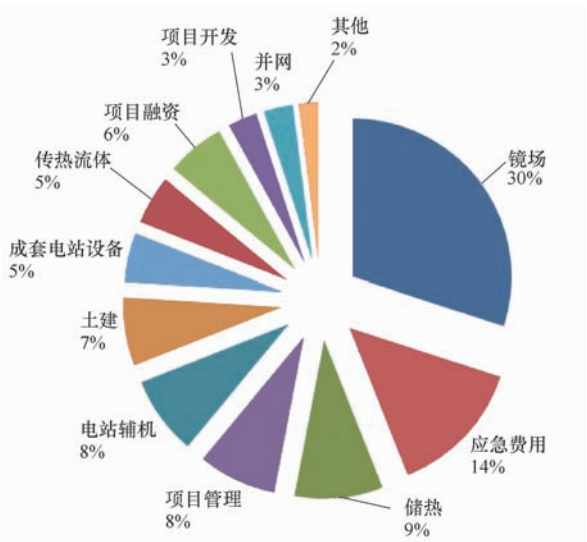


图 9-3　西班牙 50MW 带 7h 储热的槽式电站投资构成

另外，通过分析西班牙 PS10 和 PS20 塔式电站（这两座电站采用了同样的技术，只是容量不同，PS10 为 10MW，PS20 为 20MW），发现电站容量大小和单位投资成本有一定关系。在同样技术条件下，机组容量越大，单位千瓦投资成本和年运行费用越低；同时，机组容量较大时，机组本身的运行效率明显提高，电站辅助设备及管道系统的效率也较高，则电站综合效率明显提高。然而，电站容量的翻倍并不会导致投资成本增长的翻倍。根据 Kistner 研究（2009 年），随着电站容量的翻倍，一些部件的相对成本增加并不多，但有一些却呈现出了规模效应。当电站容量从 50MW 增加到 100MW 时，下列部件的成本降低甚微：集热场降 2.5%，传热介质降 7.8%。当电站容量从 50MW 增加到 100MW 时，下列部件

的成本降低显著：发电系统降 18.9%，电站平衡系统降 23.4%，并网降 35.0%。

另外，还有一些费用的相对权重在运行期间保持稳定，例如储热系统、土木以及用水。最后，最能体现规模效应的方面包括项目管理和项目开发，其成本以绝对数值的形式带有固定性。

9.5 服务体系问题

1. 国家公共研发平台建设

依托现有的研发和测试机构，组建国家太阳能热发电技术研发中心和国家太阳能热发电国家工程中心，为国家太阳能热发电技术开发、战略研究、产业建设、市场开拓、工程示范提供基础性、前瞻性、权威性的技术支持；另外依托骨干企业，认定或建设一批研发基地，从而建成各有分工、侧重和特点的技术研发体系和运行机制。

到 2020 年，完善已建成的国家公共研发平台建设，加快推进先进适用技术研究，争取尽快突破一批关键技术。

2. 信息和咨询体系建设

依托现有的学会和协会，组建国家太阳能热发电信息中心，负责定期跟踪、收集、分析、评估太阳能热发电的国内外信息，建立完善的国家级太阳能发电数据库，提供丰富及时、权威可靠的信息和咨询服务；依托中国气象局网，组建太阳能资源监测网，开展太阳能资源长期监测和评估；建立太阳能热发电站功率预报系统，提供准确、可靠的预报服务。到 2020 年，实现太阳能热发电信息网络化、共享化、规范化，并积极参与国际信息交流和合作。

3. 标准、检测和认证体系建设

组建国家太阳能热发电设备检测中心，负责完善标准和检测的能力建设以及自主创新能力，实质性参与国际间标准和检测的技术交流，争取在国际标准化活动中拥有更多的主动权和发言权。到 2020 年，逐步建立起由国家标准、行业标准以及认证技术规范组成的我国太阳能发电产业标准化体系，并加入 IECEE 体系，实现检测和认证的国际互认。

4. 人才培养体系建设

培养高端复合型管理人才，将太阳能培训纳入到国家领导干部和企业高级管理人才培养计划以及国家外派留学生计划和访问学者计划，培养一批理念先进、敢于和善于决策、把握技术发展趋势的复合型管理人才；组建太阳能热发电国家

重点实验室，培养高端技术研发人才，在一些具备学科基础和相关性好、科研和教学能力强的大学，增设太阳能发电相关专业。同时，有计划、有步骤地做好替代人才转型工作将确保现阶段我国太阳能发电技术的发展需求；由行业学会、协会、企业和技术职业学校联合开展实用型技术工人的职业教育，培养服务于现场和基层的高级技术工人。

9.6 政策支持及措施保障问题

太阳能本身是清洁、无污染的能源，目前太阳能热发电的发电成本较常规的火力发电、水力发电以及风力发电等高。但是太阳能热发电由于采用了储热技术，对电网的冲击不大，再加上其本身又具有适宜大规模发电的特性，因此可当基础负荷使用。我国虽然通过太阳能热发电特许权招标项目，已经迈出了支持太阳能热发电商业化发展的第一步。然而特许权中标电价相对于目前太阳能热发电所处发展阶段不甚对称。即使《可再生能源发展“十二五”规划》提高太阳能热发电的装机目标，由于较低的上网电价，仍可能调动不了产业界对太阳能热发电投资的积极性。国家仍需要制订积极的鼓励支持政策，促进太阳能热发电又好又快地发展。

1. 法规保障

从以上技术基点出发，其发展需要的法规有以下几点：

1）大容量热发电站需要占用大量的荒地。在荒地上采集能量转换成电能相当对该土地的废物利用，因此需要国家在荒地使用政策方面给予支持和鼓励。

2）由于塔式电站定日镜场的土地占率仅为 0.032%，土地表面的年平均遮阳率为 15%。因此，电站定日镜场并不影响土地表面大多数植被的生长和农作物产量，可以作为可再生能源发电与土地综合利用结合的项目在城市近郊区推广。该类项目在土地使用方面可享受相应的国家扶植政策。

2. 资金投入

按照现有的太阳能热发电技术，如果国家对其没有一定的财政补贴，它是无法在市场上生存的，因此，有必要对太阳能热发电技术予以一定的电价补贴。另外，需要投入大量资金，扩大电站规模，以利于发电成本的降低。

一次投资的补贴可以转移到电力价格的补贴，这样对太阳能热发电来讲可以保证其日常运行，还可以给投资人一些利润。这样有助于太阳能热发电站的可持续发展。从目前太阳能热发电成本来看，在太阳辐照一类地区，政府补贴 1.5 ~

2 元/(kW · h)，二类地区政府补贴 3 ~ 3.5 元/(kW · h)，三类及以下地区由于辐照资源太弱，又多是我国南方地区，空气多雾，散射光作用强，因此不适合大规模发展太阳能热发电技术。

3. 政策协调、资源整合

对太阳能热发电技术应该在发电、并网等方面给予政策的协调。另外，太阳能热发电是涉及热学、光学、机械、材料等学科的交叉性学科，目前我国尚没有形成太阳能热发电的产业链，需要对科研、生产和资本方面进行整合，以形成该产业的支撑。

9.7 结论

日本福岛核危机使能源安全成为能源行业发展面临的巨大挑战。增强能源安全稳定的供应能力、改善能源结构、发展可再生能源是实现能源资源多样化和能源供应安全化的必要任务。在可再生能源中，太阳能资源的可开发量位居首位。和风力发电及光伏发电相比，太阳能热发电在与电网、电源以及其他能源系统的兼容性方面更具有优势。

太阳能热发电站可以采用技术上相对成熟而且成本相对较低的大容量储热装置，实现发电功率平稳、可控输出。在白天日照强烈时，可将多余热量储存起来，避免出力超出电网需求。在云遮或短期阴天时，可及时利用储热装置中的热量确保发电功率的稳定。如果储热时间足够长，可以实现 24h 连续发电。此外，太阳能热发电易于与燃煤/天然气电站、生物质电站的联合，实现多能源形式互补的全天供电。

目前我国在太阳能聚光、高温光热转换、高温储热、非稳态热功转换、大规模热发电站系统集成等关键技术和关键材料及设备的开发方面都得到了进一步的发展。然而，在高性能关键器件与重大装备设计方面，高精度高强度高温聚光、高性能吸热和大容量储热技术不成熟；滑压汽轮机、小功率斯特林发动机等重大装备的设计与制造能力较为薄弱；缺乏高精度聚光器、槽式玻璃真空吸热管等关键器件的国产化生产线集成解决方案。在系统集成方面，我国目前还没有商业化运营的太阳能热发电站，缺乏系统设计能力和集成技术；太阳能热发电系统模拟与仿真技术刚刚起步，需要进一步完善，以强化电站系统控制技术与安全保障分析能力。总体来讲，我国太阳能热发电产业还刚刚起步，主要面临问题包括：一是上网电价政策还没出台；二是核心设备和关键配件缺乏实际项目运行检验；三

是无丰富的系统集成经验，具有开发、设计、施工、调试、运营全过程技术能力的人才极其匮乏；四是检测平台及标准体系还是空白，设计、施工、调试和运营的全过程标准体系匮乏；五是气候和环境条件相对国外来说更为复杂和恶劣，光照资源丰富地区平均温度较低、风沙大、海拔高、水资源相对匮乏等，需要摸索一些适应于我国环境特点的光热技术。

技术路线方面，我国的气候和环境特点决定了光热发电技术路线将由槽式逐渐向塔式、碟式等高聚光比、高光热转换效率的技术倾斜。电站建设也将向规模化、集群化发展。光热发电输出电力稳定，电力具有可调节性，随着储热储能技术的成熟及成本下降，电站也将实现连续运行模式，满足尖峰、中间或基础负荷电力市场需求，甚至承担区域性电网的调峰功能。随着国家分布式能源政策的实施，新能源发电技术、洁净煤技术的应用，国家也将逐渐以全国能源最优化配置原则布局各区域资源，以期达到资源的最佳利用。光热-天然气联合发电、光热-生物质联合发电、光热-风电联合发电、光热-燃煤电站的梯级利用以及诸多能源方式的整合、系统集成，将成为一种广泛应用的发电方式。利用光热技术的海水淡化、向工业提供所需高温热源、建筑物供暖、制冷等建筑节能，也将成为光热小规模应用主流。

目前太阳能热发电最大的障碍是成本过高，但根据国际太阳能研究机构预测，太阳能光热发电成本下降的空间很大。随着技术进步、工艺改进、规模化应用和市场竞争，太阳能热发电的成本将持续下降。初始投资将随着规模效应、部件产业化和产能的提高、供应商竞争、技术进步等稳步下降。由于规模效应的存在，光热发电的成本下降要快于光伏发电。国外机构预测光热发电的成本最终将低于光伏发电成本。

与光伏发电产业相比，由于光热发电产业发展有着不同于光伏发电的特点和时机，预计光热发电将会形成与光伏发电不同的产业格局，形成从材料到制造，从系统集成再到最终应用的完整的清洁能源产业链。光热电站的专业化建设将成为我国新能源建设技术含量最高、对现有建设方式挑战最大的一项工作。光资源测量准确性、电站建设程序、电站运行模式、安装调试的特殊性，将催生光资源监测、光热电站仿真系统以及光热电站安装的专业装备生产及建设公司，以满足市场需求。

1）政策将更加积极、稳健。对于新兴产业来说，政策扶持往往是商业化启动的关键。由于有了风力发电和光伏发电两个较早启动的可再生能源产业发展的

经验和教训，可以预期政府在光热发电政策制定和执行上将更加成熟和稳健，但也可能将更为积极。

2）应用市场率先启动，拉动上游供应链配套产业。我国光伏发电制造起飞于2004年，但2009年3月才开始首个光伏电站招标，2009年10月才有首个10MW级电站并网，市场应用严重滞后；而2011年鄂尔多斯项目特许权招标，标志着光热发电是在产业发展初期就启动应用市场，产业起于应用而非制造。

3）行业门槛高，央企、地方国企和大型民企将是主导者。光热发电的一大优势是规模效应，可商业化运营电站的装机量至少50MW，初期投资至少也在10亿元规模以上，而且投资回收期长。除了资金门槛，电站系统复杂，整体集成、建设以及运营的要求都较高，大型传统发电集团更具有优势。

4）太阳能中低温利用和火电等传统产业奠定了光热发电产业良好的基础。光伏发电是全新产业，我国到目前也尚未完全掌握多晶硅提纯等核心技术。但光热发电很多组件是传统产业或传统产业的延伸，包括太阳能低温热利用、传统火电等，有着良好的产业基础，且有火电站运营经验，产业基础条件好于当年的光伏发电。

5）短期内不会迎接产业转移。我国光伏产业的迅速规模化肇始于国外企业将光伏制造环节大规模转移至我国，但光热发电制造领域没有环境污染压力，部分国外企业的进入主要是看好我国市场，短期内还没有技术转让或产能转移的动力。这也为我国的企业更好地布局光热产业提供了时间。

6）可能的产业模式。因资金实力雄厚，拥有火电站建设运营的成熟经验，具备先天无与伦比的优势，电力巨头将成为主要推动者和主导者；因光热对电网的友好性，相对于风力发电、光伏发电等其他可再生能源，光热更能得到电网公司的欢迎和积极响应，从而更具市场应用条件；民企可能选择产业链上一环或者与电力巨头合作。进而形成几大电力集团投资、核心供应商提供关键部件和EPC等技术支持、相关企业提供基础零部件和材料支持、电网公司购电并网、在国内可实现全产业链的供需平衡的产业格局。

附 录

我国有关太阳能光伏发电政策汇编

附录 A　关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知

（国家发展改革委办公厅　2007 年 11 月 22 日发布　发改办能源［2007］2898 号）

内蒙古、云南、西藏、新疆、甘肃、青海、宁夏、陕西省（区）发展改革委：

为了促进我国太阳能光伏发电产业的发展，实现可再生能源中长期规划提出的发展目标，经研究，决定开展大型并网光伏示范电站建设。现将有关要求通知如下：

一、并网光伏示范电站建设规模应不小于 5 兆瓦。

二、并网光伏示范电站建设占地应主要是沙漠、戈壁、荒地等非耕用土地。

三、并网光伏示范电站应靠近电网，易于接入，并可考虑与大型风电场配合建设。

四、并网光伏示范电站投资者通过公开招标方式，以上网电价为主要条件进行选择，高出当地平均上网电价的部分通过可再生能源电价附加收入在全国进行分摊。

请有关省（区）发展改革委按照上述要求，认真做好大型并网光伏电站建设前期工作，制定建设方案，落实建设用地和电网接入等相关条件，并编制预可行性研究报告上报我委，经审查同意后由我委组织进行统一招标。

国家发展改革委办公厅

二〇〇七年十一月二十二日

附录 B　关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见

（财政部　住房和城乡建设部　2009 年 3 月 23 日发布　财建［2009］128 号）

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、建设厅（委、局），新疆生产建设兵团财务局、建设局：

为贯彻实施《可再生能源法》，落实国务院节能减排战略部署，加强政策扶持，加快推进太阳能光电技术在城乡建筑领域的应用，现提出以下实施意见：

一、充分认识太阳能光电建筑应用的重要意义

（一）推动光电建筑应用是促进建筑节能的重要内容。随着我国工业化和城镇化的加快和人民生活水平提高，建筑用能迅速增加。我国太阳能资源丰富，开发利用太阳能是提高可再生能源应用比重、调整能源结构的重要抓手。城乡建设领域是太阳能光电技术应用的主要领域，利用太阳能光电转换技术，解决建筑物、城市广场、道路及偏远地区的照明、景观等用能需求，对替代常规能源、促进建筑节能具有重要意义。

（二）推动光电建筑应用是促进我国光电产业健康发展的现实需要。近年来，我国光电产业呈现快速增长态势，目前已经成为世界第一大太阳电池生产国，有一批具有国际竞争力和国际知名度的光电生产企业，已形成具有规模化、国际化、专业化的产业链条。但目前国内市场需求不足，过度依赖国际市场，加大了市场风险，在一定程度上影响了产业发展。推动光电建筑应用，拓展国内应用市场，将创造稳定的市场需求，促进我国光电产业健康发展。

（三）推动光电建筑应用是落实扩内需、调结构、保增长的重要着力点。推动光电在城乡建设领域的规模化、专业化应用，可以有效带动高新技术及节能环保领域的资金投入，可以促进建材、化工、冶金、装备制造、电气、建筑安装、咨询服务等多个产业实现调整升级，对于实现产业结构调整，促进经济增长方式转变，扩大就业，具有十分重要的现实意义。

二、支持开展光电建筑应用示范，实施“太阳能屋顶计划”

为有效缓解光电产品国内应用不足的问题，在发展初期采取示范工程的方式，实施我国“太阳能屋顶计划”，加快光电在城乡建设领域的推广应用。

（一）推进光电建筑应用示范，启动国内市场。现阶段，在条件适宜的地区，组织支持开展一批光电建筑应用示范工程，实施“太阳能屋顶计划”。争取在示范工程的实践中突破与解决光电建筑一体化设计能力不足、光电产品与建筑结合程度不高、光电并网困难、市场认识低等问题，从而激活市场供求，启动国内应用市场。

（二）突出重点领域，确保示范工程效果。综合考虑经济性和社会效益等因素，现阶段在经济发达、产业基础较好的大中城市积极推进太阳能屋顶、光伏幕墙等光电建筑一体化示范；积极支持在农村与偏远地区发展离网式发电，实施送电下乡，落实国家惠民政策。

（三）放大示范效应，为大规模推广创造条件。通过示范工程调动社会各方发展积极性，促进落实国家相关政策。加强示范工程宣传，扩大影响，增强市场认知度，形成发展太阳能光电产品的良好社会氛围；促进落实上网分摊电价等政策，形成政策合力，放大政策效应；将光电建筑应用作为建筑节能的重要内容，在新建建筑、既有建筑节能改造、城市照明中积极推广使用。

三、实施财政扶持政策

国家财政支持实施“太阳能屋顶计划”，注重发挥财政资金政策杠杆的引导作用，形成政府引导、市场推进的机制和模式，加快光电商业化发展。

（一）对光电建筑应用示范工程予以资金补助。中央财政安排专门资金，对符合条件的光电建筑应用示范工程予以补助，以部分弥补光电应用的初始投入。补助标准将综合考虑光电应用成本、规模效应、企业承受能力等因素确定，并将根据产业技术进步、成本降低的情况逐年调整。

（二）鼓励技术进步与科技创新。为激励先进，将严格设定光电建筑应用示范的标准与条件。财政优先支持技术先进、产品效率高、建筑一体化程度高、落实上网电价分摊政策的示范项目，从而不断促进提高光电建筑一体化应用水平，增强产业竞争力。

（三）鼓励地方政府出台相关财政扶持政策。将充分调动地方发展太阳能光电技术的积极性，出台相关财税扶持政策的地区将优先获得中央财政支持。

四、加强建设领域政策扶持

各级建设主管部门要切实履行职责，把太阳能光电建筑应用作为建筑节能工作的重要内容，完善技术标准，推进科技进步，加强能力建设，逐步提高太阳能光电建筑应用水平。

（一）完善技术标准。各级建设主管部门要大力推动建筑领域中有关太阳能光电技术应用的国家相关技术标准的贯彻和执行，并结合本地实际，积极研究制定太阳能光电技术在建筑领域应用的设计、施工、验收标准、规程及工法、图集，促进太阳能光电技术在建筑领域应用实现一体化、规范化。各光电企业也应要制定本单位产品在建筑领域应用的企业标准，提高应用水平。

（二）加强质量管理。各地建设主管部门要加强对太阳能光电技术应用项目的质量管理，在项目建设过程中，依据国家法律法规和工程强制性标准加强监督检查和指导，对不符合现行有关标准或不能实现项目预期节能目标的要责令改正。

（三）加强光电建筑一体化应用技术能力建设。各级建设主管部门要充分依托相关机构，做好光电建筑应用示范项目的技术支撑工作；要积极为光电生产企业、设计单位、施工企业提供公共服务，整合各方面力量，推动太阳能光电生产、设计、施工三者有效结合，提高光电建筑一体化应用能力。

各地应建立推进太阳能光电技术在建筑领域应用的工作协调机制，切实加强对推进光电建筑应用工作的领导。财政、建设等相关部门要加强组织领导和统筹协调，依托现有的建筑节能机构，由专门人员具体负责，抓紧制订光电建筑应用实施规划以及具体实施方案，协调项目实施工作，解决推进工作中的问题，及时总结经验进行推广。

财政部　住房和城乡建设部

二〇〇九年三月二十三日

附录 C　太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法

（财政部　2009 年 3 月 23 日发布　财建［2009］129 号）

第一条　根据国务院《关于印发节能减排综合性工作方案的通知》（国发［2007］15 号）及《财政部　建设部关于印发〈可再生能源建筑应用专项资金管理暂行办法〉的通知》（财建［2006］460 号）精神，中央财政从可再生能源专项资金中安排部分资金，支持太阳能光电在城乡建筑领域应用的示范推广。为加强太阳能光电建筑应用财政补助资金（以下简称补助资金）的管理，提高资金使用效益，特制定本办法。

第二条　补助资金使用范围

（一）城市光电建筑一体化应用，农村及偏远地区建筑光电利用等给予定额补助。

（二）太阳能光电产品建筑安装技术标准规程的编制。

（三）太阳能光电建筑应用共性关键技术的集成与推广。

第三条　补助资金支持项目应满足以下条件：

（一）单项工程应用太阳能光电产品装机容量应不小于 50kW。

（二）应用的太阳能光电产品发电效率应达到先进水平，其中单晶硅光电产品效率应超过 16%，多晶硅光电产品效率应超过 14%，非晶硅光电产品效率应超过 6%。

（三）优先支持太阳能光伏组件应与建筑物实现构件化、一体化项目。

（四）优先支持并网式太阳能光电建筑应用项目。

（五）优先支持学校、医院、政府机关等公共建筑应用光电项目。

第四条　鼓励地方出台与落实有关支持光电发展的扶持政策。满足以下条件的地区，其项目将优先获得支持。

（一）落实上网电价分摊政策。

（二）实施财政补贴等其他经济激励政策。

（三）制定出台相关技术标准、规程及工法、图集。

第五条 本通知发出之日前已完成的项目不予支持。

第六条 2009 年补助标准原则上定为 20 元/W，具体标准将根据与建筑结合程度、光电产品技术先进程度等因素分类确定。以后年度补助标准将根据产业发展状况予以适当调整。

第七条 申请补助资金的单位应为太阳能光电应用项目业主单位或太阳能光电产品生产企业，申请补助资金单位应提供以下材料：

（一）项目立项审批文件（复印件）。

（二）太阳能光电建筑应用技术方案。

（三）太阳能光电产品生产企业与建筑项目等业主单位签署的中标协议。

（四）其他需要提供的材料。

第八条 申请补助资金单位的申请材料按照属地原则，经当地财政、建设部门审核后，报省级财政、建设部门。

第九条 省级财政、建设部门对申请补助资金单位的申请材料进行汇总和核查，并于每年的 4 月 30 日、8 月 30 日前联合上报财政部、住房和城乡建设部。

第十条 财政部会同住房城乡建设部对各地上报的资金申请材料进行审查与评估，确定示范项目及补助资金的额度。

第十一条 财政部将项目补贴总额预算的 70% 下达到省级财政部门。省级财政部门在收到补助资金后，会同建设部门及时将资金落实到具体项目。

第十二条 示范项目完成后，财政部根据示范项目验收评估报告，达到预期效果的，通过地方财政部门将项目剩余补助资金拨付给项目承担单位。

第十三条 补助资金支付管理按照财政国库管理制度有关规定执行。

第十四条 各级财政、建设部门要切实加强补助资金的管理，确保补助资金专款专用。对弄虚作假、冒领、截留、挪用补助资金的，一经查实，按国家有关规定执行。

第十五条 本办法由财政部、住房城乡建设部负责解释。

第十六条 本办法自印发之日起执行。

附录 D　关于实施金太阳示范工程的通知

（财政部　科技部　国家能源局　2009 年 7 月 16 日发布　财建［2009］397 号）

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、科技厅（委）、发展改革委（能源局），新疆生产建设兵团财务局、科技局、发展改革委，有关中央企业：

为促进光伏发电产业技术进步和规模化发展，培育战略性新兴产业，根据《可再生能源法》、《国家中长期科技发展规划纲要（2006—2020 年）》（国发［2005］44 号）、《可再生能源中长期发展规划》（发改能源［2007］2174 号）和《可再生能源发展专项资金管理办法》（财建［2006］237 号），中央财政从可再生能源专项资金中安排一定资金，支持光伏发电技术在各类领域的示范应用及关键技术产业化（以下简称金太阳示范工程）。为加强财政资金管理，提高资金使用效益，规范项目管理，我们制定了《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》。现印发给你们，请遵照执行。

为保证金太阳示范工程顺利实施，各省财政、科技、能源部门要加强领导，组织电网等有关单位，依据本通知及国家有关规定，抓紧制定金太阳示范工程（2009—2011 年）实施方案（含按照《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》（财建［2009］129 号）享受财政补贴的项目），于 2009 年 8 月 31 日前报财政部、科技部、国家能源局，原则上每省（含计划单列市）示范工程总规模不超过 20 兆瓦。同时，各地区要跟踪金太阳示范工程示范项目建设和运行情况，定期将示范运行情况、财政补助资金安排使用情况以及示范推广中存在的问题报告财政部、科技部、国家能源局。

财政部　科技部　国家能源局

二〇〇九年七月十六日

附录 E　关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知

（财政部　科技部　住房城乡建设部　国家能源局　2010 年 9 月 21 日发布
财建［2010］662 号）

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、科技厅（委、局）、建设厅（委、局）、能源主管部门，新疆生产建设兵团财务局、科技局、建设局、发展改革委，国家电网公司、南方电网公司：

金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程（以下简称“示范工程”）实施以来，各地财政、科技、建设、能源部门高度重视，认真组织实施，取得了一定进展。为加强示范工程建设管理，进一步扩大国内光伏发电应用规模，降低光伏发电成本，促进战略性新兴产业发展，现决定对《财政部　科技部　国家能源局关于实施金太阳示范工程的通知》（财建［2009］397 号）和《财政部关于印发太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法的通知》（财建［2009］129 号）中有关政策内容进行相应调整，具体事项通知如下：

一、关于关键设备招标

（一）示范工程采用的晶体硅光伏组件、并网逆变器以及储能铅酸蓄电池等关键设备由财政部会同有关部门统一招标确定。财政部、科技部、住房城乡建设部和国家能源局共同制定招标方案并委托招标代理机构组织招标，确定中标企业、中标产品及其中标协议供货价格。

（二）项目业主单位与中标企业以招标确定的设备型号、协议供货价格、质量和性能等为基础签订商业合同，中标企业必须按照招标文件规定的技术条件、服务条款供货和提供售后服务。

（三）光伏组件生产企业作为项目业主单位的，采用的关键设备性能不低于国家统一招标规定的条件，价格不高于国家统一招标确定的中标协议供货价格。

二、关于示范项目选择和调整

（一）示范工程重点支持大型工矿、商业企业以及公益性事业单位利用既有

建筑等条件建设的用户侧光伏发电项目和在偏远无电地区建设的独立光伏发电项目。大型并网光伏电站原则上通过特许权招标等方式给予支持。

（二）已纳入示范工程名单但尚未实施的项目，应按本通知要求选用关键设备。确实无法实施的项目，应申请取消，并可相应增加符合条件的项目。

（三）选择部分可利用建筑面积充裕、电网接入条件较好、电力负荷较大的经济技术开发区、高新技术产业开发区、工业园区、产业园区等，进行用户侧光伏发电项目集中连片建设试点，统筹规划，整体推进，规划装机总容量原则上不低于20兆瓦，一期装机容量不低于10兆瓦。各省（区、市）可结合本地条件选择1～2个开发区、园区进行示范，抓紧编制切实可行的实施方案，省级能源主管部门负责督促电网企业落实电网接入等建设条件。财政部、科技部、住房城乡建设部、国家能源局共同组织进行论证，确定示范区域和示范项目。

（四）建材型、构件型等太阳能光电建筑一体化项目由各省（区、市）财政、建设部门组织论证并单独上报，具体要求由财政部、住房城乡建设部另行制定。

（五）在偏远地区建设的独立光伏发电项目要以县（及以上）为单位编制整体实施方案，其中独立户用系统的实施地区重点为青海、西藏、新疆三省（区）。

三、关于补贴标准

（一）中央财政对示范项目建设所用关键设备，按中标协议供货价格的一定比例给予补贴。其中，2010年用户侧光伏发电项目补贴比例暂定为50%，偏远无电地区的独立光伏发电项目为70%。车用动力电池（不含铅酸电池）回收用于示范项目储能设施的，参照储能铅酸蓄电池补贴标准给予支持。

（二）示范项目建设的其他费用采取定额补贴。2010年补贴标准暂定为：用户侧光伏发电项目4元/瓦（其中建材型和构件型光电建筑一体化项目为6元/瓦），偏远无电地区独立光伏发电项目10元/瓦（其中户用独立系统为6元/瓦）。

四、关于资金申请和下达

（一）省级财政、科技、建设、能源主管部门负责组织示范项目补贴资金的申请工作。

（二）项目业主单位与中标企业签订合同后，由项目业主单位统一申请补贴资金。财政部核定补贴金额，并将关键设备补贴资金和项目建设其他费用补贴分别下达给中标企业和项目业主单位，地方财政部门按照国库管理制度等有关规定

进行拨付。

五、关于项目监督管理

（一）示范项目建设周期原则上不超过一年，地方财政、科技、建设、能源主管部门要建立沟通协调机制，加强监督管理，督促示范项目加快实施。项目完工后，要及时按规定进行竣工验收。对建设周期超过一年的项目，要查找原因，及时上报。

（二）利用新建建筑实施光电建筑一体化的项目，建筑施工、验收要与项目建设同步进行。

（三）地方能源主管部门按项目投资管理有关规定，负责示范项目审批、核准或备案，并会同财政、科技、建设部门，加强对项目设计、施工、验收等环节的监督检查和指导。并网发电项目申请审批时，须提供电网企业出具的接入意见，制定数据采集和实时监控系统配置方案，建立项目评估和跟踪机制，确保项目长期稳定运行。

（四）财政部、科技部、住房城乡建设部、国家能源局组织开展专项检查，对项目进度快、示范效果好的地区，在示范规模上给予支持；对实施进度缓慢的地区，将暂停该地区项目申报。

六、关于示范项目并网

（一）电网企业要积极支持示范项目在用户侧并网，进一步规范和简化并网程序，完善相关技术标准和管理制度，为项目单位提供便利的并网条件。

（二）用户侧光伏发电项目所发电量原则上自发自用，富余电量按国家核定的当地脱硫燃煤机组标杆上网电价全额收购。

（三）结合开发区、园区等集中连片建设的示范工程，支持智能电网示范建设，以及微电网建设和运行管理试点。鼓励业主单位利用储能技术平抑电压波动，提高电网对光伏发电的接纳能力。

各省财政、科技、建设、能源等主管部门要依据本通知及有关文件规定，按照职责分工，抓紧编制示范工程实施方案、示范项目调整方案以及示范项目财政补助资金申请报告，于 2010 年 10 月 30 日前报财政部、科技部、住房城乡建设部和国家能源局。同时，将已安排示范项目的建设进展情况和电网接入情况一并上报。

财政部　科技部　住房城乡建设部　国家能源局

二〇一〇年九月二十一日

附录 F　关于组织实施太阳能光电建筑应用一体化示范的通知

（财政部办公厅　住房和城乡建设部办公厅

2011 年 1 月 27 日发布　财办建［2011］9 号）

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、住房和城乡建设厅（委、局），新疆生产建设兵团财务局、建设局：

根据财政部、科技部、住房城乡建设部、国家能源局印发的《关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知》（财建［2010］662 号）要求，现将光电建筑一体化项目申报及组织实施相关事项通知如下：

一、关于示范项目的要求

（一）与建筑一体化要求。示范项目应以一体化程度较高的建材型光伏构件、普通型光伏构件应用为主，建材型光伏构件指将太阳电池与瓦、砖、建材、玻璃等建筑材料复合在一起成为不可分割的建筑构件或建筑材料，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋面材料、光伏玻璃幕墙等；普通型光伏构件指与建筑构件组合在一起或直接作为建筑构件的光伏组件。新建建筑光伏系统应与建筑工程同步设计、同步施工，达到光伏系统与建筑的良好结合。建筑本体应达到国家或地方建筑节能标准。

（二）并网技术要求。示范项目应优先考虑采用用户侧并网方式，实现自发自用。具备条件地区应加快推广微电网共网技术示范，完善相关技术标准和管理制度，提高光伏发电对现有电网条件的适应能力。

（三）关键设备质量要求。示范项目应采用性能先进的产品，其中，晶体硅光伏组件、并网逆变器以及储能铅酸蓄电池等关键设备应从国家统一招标的入围企业中采购，性能不得低于国家统一招标规定的要求；非晶硅组件可由项目业主自行采购，组件转换效率不得低于 6%，输出功率衰减率 2 年内不高于 4%、10 年内不高于 10%、25 年内不高于 20%；用于采光顶、幕墙等部位的光伏玻璃材料应符合《建筑安全玻璃管理规定》（发改运行［2003］2116 号）要求。

（四）项目建设周期要求。新建建筑太阳能光电建筑应用示范项目建设周期

应不超过2年；既有建筑太阳能光电建筑应用示范项目建设周期应不超过1年。

二、关于补贴资金审核及拨付

（一）中央财政对示范项目建设所用关键设备和工程安装等其他费用分别给予补贴。

（二）对示范项目采用的晶体硅组件、并网逆变器以及储能铅酸蓄电池等关键设备，本次按中标协议供货价格的50%给予补贴，并按照财建［2010］662号文件规定的程序，将补贴资金拨付至设备供货企业。

（三）对示范项目采用的非招标产品（非晶硅组件），补贴标准按晶体硅组件最低中标协议供货价格的一定比例确定，本次补贴比例暂定为50%，并依据施工图专项审查报告（或专项论证结论）和供货协议书确定的产品供应量核定补助额度，将补贴资金拨付至项目业主单位。

（四）示范项目建设的工程安装等其他费用采取定额补贴，本次补贴标准暂定为6元/瓦，补贴资金拨付至项目业主单位。

三、关于示范项目资金申请

（一）申请光电建筑一体化示范的项目业主单位应按要求编制太阳能光电建筑应用示范项目实施方案，并统一申请关键设备补贴资金和工程安装等其他费用补贴。

（二）省级财政和住房城乡建设主管部门负责对本行政区域内示范项目申报的组织论证及筛选，重点对项目的光伏产品建筑一体化程度、项目建设周期、光伏发电使用及并网情况等进行审查，并择优上报。

（三）省级财政和住房城乡建设主管部门应于规定时间内，将示范项目财政补助资金申请表报送至财政部经建司、住房城乡建设部建筑节能与科技司，同时将示范项目实施方案（一式两份）报送至可再生能源建筑应用项目管理办公室。

（四）本次太阳能光电建筑应用项目示范申报的截止日期为2011年3月10日。各省申报总装机容量原则上应不超过10MW。

（五）前期已申请太阳能光电建筑应用示范未获批准的建材型、构件型应用项目，如实施条件完备，可完善实施方案后重新申请。

（六）申报单位登录“住房和城乡建设部、财政部可再生能源建筑应用示范项目信息管理系统”（http://www.chinaeeb.gov.cn），凭账号、密码登录系统进行申报。网上申报应与纸质申报材料一致，对未在规定时间内完成申报的项目，不予受理。

四、关于项目监督管理

（一）地方财政、住房城乡建设主管部门应加强对已实施太阳能光电建筑应用示范项目的监管，狠抓项目实施进度，并于每年的5月15日、11月15日将项目实施进展、资金拨付情况和项目变更情况等，按时报送财政部、住房城乡建设部。

（二）地方住房城乡建设主管部门应将光电建筑应用设计列入施工图设计专项审查内容，保证设计环节按照申报内容执行。同时应根据示范工程的进度，定期组织对示范项目实施情况的检查，重点对光伏系统的安装进行监督，对示范项目实施过程中出现的问题要及时提出处理意见，并监督相关责任单位落实。

（三）示范项目应建立光电数据监测与远传系统，实现对环境数据、发电量、功率、减排量等数据的实时监测，并将采集数据或状态信息传递给中央数据中心。项目竣工验收后，住房城乡建设部、财政部将依据数据中心实时监测的信息对示范项目验收情况进行复核。

（四）省级住房城乡建设部门应积极研究制定本地太阳能光电技术在建筑领域应用的设计、施工、验收标准、规程及工法、图集。各地应积极引导和支持太阳能光电建筑应用技术的集成、开发和应用示范，优先支持一体化水平较高、技术适用性较强、示范作用显著的太阳能光伏建筑构件产品的研究开发。

（五）省级住房城乡建设、财政部门应鼓励和扶持具备条件的区域和项目开展微电网技术建设试点工作。同时结合示范项目实施情况，及时经验总结和推广，放大政策效应。

财政部办公厅

住房和城乡建设部办公厅

二〇一一年一月二十七日

附录 G　国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知

（国家发展改革委　2011 年 7 月 24 日发布　发改价格［2011］1594 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为规范太阳能光伏发电价格管理，促进太阳能光伏发电产业健康持续发展，决定完善太阳能光伏发电价格政策。现将有关事项通知如下：

一、制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价。按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。

（一）2011 年 7 月 1 日以前核准建设、2011 年 12 月 31 日建成投产、我委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目，上网电价统一核定为每千瓦时 1.15 元（含税，下同）。

（二）2011 年 7 月 1 日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时 1.15 元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时 1 元执行。今后，我委将根据投资成本变化、技术进步情况等因素适时调整。

二、通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目，其上网电价按中标价格执行，中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价。

三、对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。

四、太阳能光伏发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，仍按《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格［2006］7 号）有关规定，通过全国征收的可再生能源电价附加解决。

国家发展改革委

二〇一一年七月二十四日

附录 H　关于组织实施 2012 年度太阳能光电建筑应用示范的通知

（财政部办公厅　住房和城乡建设部办公厅

2011 年 12 月 16 日发布　财办建［2011］187 号）

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、住房和城乡建设厅（委、局），新疆生产建设兵团财务局、建设局：

根据《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》（财建［2009］128 号）、《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》（财建［2009］129 号）及《关于加强金太阳示范工程和太阳能光电建筑应用示范工程建设管理的通知》（财建［2010］662 号）等文件精神，现就申请 2012 年度太阳能光电建筑应用示范项目的有关事项通知如下：

一、示范内容

为加快启动国内太阳能光电建筑应用市场，进一步提升太阳能光电建筑应用水平，2012 年光电建筑应用政策向绿色生态城区倾斜，向一体化程度高的项目倾斜，具体内容如下：

（一）太阳能光电建筑应用集中示范区。鼓励在绿色生态城区的公共建筑及民用建筑集中连片推广应用光伏发电。绿色生态城区应当以宜居、绿色、低碳为建设目标，以居住功能为主，把太阳能光伏发电等可再生能源建筑应用比例作为约束性指标，绿色建筑应达到一定比例，从整体上实现资源节约利用与生态环境保护。申请集中示范的绿色生态城区应具备较强的组织实施能力，在 2～3 年内推广规模不低于 15MW，并说明 2012 年可完成装机容量。

（二）太阳能光电建筑一体化应用示范项目。依托博物馆、科技馆、体育馆、会展中心、机场航站楼、车站等建筑项目，应用一体化程度高的建材型、构件型光伏组件，光伏系统与建筑工程同步设计、同步施工，达到光伏系统与建筑的良好结合。建筑本体应达到国家或地方建筑节能标准。

二、补助标准与资金拨付

对建材型等与建筑物高度紧密结合的光电一体化项目，补助标准暂定为9元/瓦，对与建筑一般结合的利用形式，补助标准暂定为7.5元/瓦。最终补贴标准将根据光伏产品市场价格变化等情况予以核定。

三、有关要求

（一）并网要求。光电建筑应用示范项目，特别是太阳能光电建筑应用集中示范区，应优先采用用户侧并网方式，实现光伏发电自发自用，并推广微电网并网技术，提高光伏发电对现有电网条件的适应能力。

（二）光伏组件质量要求。示范项目应采用性能先进的光伏组件产品，其中，晶体硅光伏组件全光照面积的光电转换效率（以含组件边框面积计算转换效率）不得低于14%，输出功率衰减率2年内不高于5%、10年内不高于10%、25年内不高于15%；非晶硅组件全光照面积的光电转换效率（以含组件边框面积计算转换效率）不得低于6%，输出功率衰减率2年内不高于4%、10年内不高于10%、25年内不高于20%；用于采光顶、幕墙等部位的光伏玻璃材料应符合《建筑安全玻璃管理规定》（发改运行［2003］2116号）要求。

（三）项目建设周期要求。申请光电建筑应用示范的项目均要求于2012年年底前完工。

四、申请要求

（一）太阳能光电建筑应用集中示范区应由所在城区管委会提出申请（无管委会的可由所在城市财政、住房城乡建设部门提出申请），并组织编制实施方案，太阳能光电建筑一体化应用示范项目由建筑项目业主单位提出，并按要求编制实施方案。

（二）省级财政和住房城乡建设主管部门负责对本行政区域内申报的示范项目组织论证及筛选，重点对项目的落实情况、与建筑结合程度、项目建设周期、光伏发电使用及并网情况等进行审查，每个省（区、市）光电建筑集中示范区原则上不超过2个，光电建筑一体化应用项目原则上不超过6个。

（三）省级财政和住房城乡建设主管部门应于2012年2月25日前，将示范项目财政补助资金申请表报送至财政部经建司、住房城乡建设部建筑节能与科技司，同时将示范项目实施方案（一式两份）报送至可再生能源建筑应用项目管理办公室。资金申请本着成熟一批、申报一批的原则，对条件成熟的项目，实行动态申报，不断补充完善项目库。

（四）申报单位登录“可再生能源建筑应用示范项目信息管理系统”（http://www.chinaeeb.gov.cn），凭账号、密码登录系统进行申报。网上申报应与纸质申报材料一致。

财政部办公厅

住房和城乡建设部办公厅

二〇一一年十二月十六日

参 考 文 献

[1] 李俊峰，常瑜. 中国光伏产业清洁生产研究报告 [R] . 北京：2012.

[2] 李俊峰，王斯成，等. 2011 中国光伏发展报告 [M] . 北京：中国环境科学出版社，2011.

[3] 王勃华，高宏玲，王世江，等. 中国光伏产业发展报告 [R] . 北京：2012.

[4] 切拉斯，等. 太阳能光伏发电系统 [M] . 张春朋，姜齐荣，译. 北京：机械工业出版社，2011.

[5] 李瑞生，等. 智能电网系列书——地面光伏发电系统及应用 [M] . 北京：中国电力出版社，2011.

[6] 滨川圭弘. 太阳能光伏电池及其应用 [M] . 张红梅，崔晓华，译. 北京：科学出版社，2008.

[7] 杨金焕，于化丛，葛亮. 太阳能光伏发电应用技术 [M] . 北京：电子工业出版社，2009.

[8] 崔荣强，赵春江，吴达成. 并网型太阳能光伏发电系统 [M] . 北京：化学工业出版社，2007.

[9] 信息产业部电子科学技术委员会微电子与元器件组. 太阳能光伏产业发展战略研究 [R] . 北京：2008.

[10] 徐远志. 改良西门子法制备工艺及其生产技术现状 [J] . 云南冶金，2011，40（1）：52-55.

[11] 陈柳钦. 国内外新能源产业发展态势研究 [J] . 环境经济，2011（91）：36-42.

[12] 汪已琳，王发万，等. 太阳能光伏发电成本计算模型与 UMG 硅料应用效益分析 [J] . 能源研究与管理，2011(3)：36-39.

[13] 吴福保，王湘艳. 太阳能光伏发电技术的特点及其发展 [J] . 电力与能源，2011，1（1）：74-79.

[14] 汪镠华. 新能源发电技术的现状与发展趋势分析 [J] . 机电信息，2011

（303）：201-202.

[15] 谢桦.制备太阳能级多晶硅的工艺研究进展 [J].广东化工，2011（213）：114-115.

[16] 马胜红，李斌，陈东兵，等.中国光伏发电成本、价格及技术进步作用的分析 [J].太阳能，2010（4）：6-13.

[17] 全国太阳能标准化技术委员会.GB/T 26972—2011 聚光型太阳能热发电术语 [S].北京：中国标准出版社，2012.

[18] H MÜLLER-STEINHAGEN. Concentrating Solar Power：A review of the technology [R].Stuttgart：German Aerospace Center，2004.

[19] Nobuo Tanaka，et al. Technology Roadmaps：Concentrating Solar Power [R].IEA，2010.

[20] 王志峰，杜凤丽，等.太阳能热发电产业及投资分析报告（2011—2012）[R].北京：太阳能光热产业技术创新战略联盟，2011.

[21] Luis Crespo，et al. Solar Thermal Electricity 2025：Clean electricity on demand：attractive STE cost stabilize energy production [R].Atkearney& Estela，2010.

[22] Pitz-Paal R，Dersch J，Milow B. European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping [R].German：DLR，2005.

[23] Sargent & Lundy LLC Consulting Group. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts [R].Chicago：National Renewable Energy Laboratory，2009.

[24] Zhifeng Wang，Fengli DU. Concentrating solar power strategies in China，Journal of the Japan Institute of Energy [J].日本エネルギー学会誌，2010，89（4）：331-336.

[25] 王志峰，杜凤丽.太阳能热发电的技术发展途径 [C]//杜祥琬.科技创新促进中国能源可持续发展：首届中国工程院/国家能源局能源论坛论文集.北京：化学工业出版社，2010.

[26] 中国能源中长期发展战略研究项目组.中国能源中长期（2030、2050）发展战略研究：可再生能源卷 [M].北京：科学出版社，2011.

[27] 杜凤丽.太阳能热发电发展现状及趋势 [J].新材料产业，2012（7）：5-11.

[28] 杜凤丽.降低聚光太阳能热发电成本的途径 [J].太阳能，2011（7）：11-13.

《中国战略性新兴产业研究与发展》一期书目

《中国战略性新兴产业研究与发展·风能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·生物质能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·太阳能》

《中国战略性新兴产业研究与发展·新能源汽车》

《中国战略性新兴产业研究与发展·工程机械》

《中国战略性新兴产业研究与发展·农业机械》

《中国战略性新兴产业研究与发展·数控机床》

《中国战略性新兴产业研究与发展·轨道交通》

《中国战略性新兴产业研究与发展·轴承》

《中国战略性新兴产业研究与发展·齿轮》

《中国战略性新兴产业研究与发展·智能电网》

《中国战略性新兴产业研究与发展·水电设备》

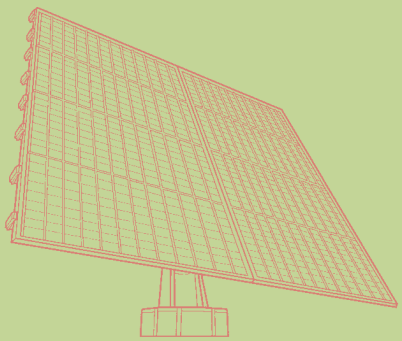
总 策 划　王文斌

封面设计　敬人书籍设计工作室
吕敬人＋德浩

易览网
mepfair.com
中国机电产品网上展览馆

中国战略性新兴产业研究与发展

太阳能



地址:北京百万庄大街22号 邮编:100037
电话 社服务中心:(010)88361066 销售一部:(010)68326294 销售二部:(010)88379649 读者热线:(010)68326643
网络 易览网:http://www.mepfair.com 机工官网:http://www.cmpbook.com 机工官博:http://weibo.com/cmp1952

ISBN 978-7-111-42663-9

ISBN 978-7-111-42663-9

定 价:140.00元